

Grado en Ingeniería Mecánica
Curso académico 2016-2017

Trabajo Fin de Grado

“Cálculo y diseño de una central de energía undimotriz”

Gonzalo Píriz Hurtado

Tutor

Sergio Sánchez Delgado

Índice

Índice de figuras	6
Abstract	9
Resumen	10
Capítulo 1 - Introducción	11
1.1. Motivación del proyecto. Entorno socioeconómico.....	11
Problema energético mundial.....	11
Crecimiento demográfico.....	12
1.2. Objetivos del proyecto	13
Capítulo 2 - Energías renovables	15
2.1. Energías renovables en el mundo	15
2.2. Energía del mar	16
Tipos de energía marina.....	16
Energía mareomotriz.....	16
Energía de los gradientes térmicos oceánicos (OTEC).....	18
Energía del gradiente salino u osmótica	19
Energía de las corrientes marinas	20
Energía eólica marina (offshore)	20
Energía de las olas.....	21
Capítulo 3 - Energía undimotriz.....	24
3.1. Fuente energética: las olas.....	24
Potencial energético	24
3.2. Clasificación de las tecnologías de conversión	25
Clasificación respecto de la ubicación respecto de la costa	26
Clasificación respecto a la orientación o a la posición relativa al frente de ola	27
Clasificación respecto a la posición relativa de los convertidores en el agua	28
Clasificación respecto del principio de captación	28
3.3. Estado del arte de la energía undimotriz	29
Oyster	30
Pelamis	31
Wave Dragon.....	32

<i>Mutriku</i>	32
Capítulo 4 – Diseño y condiciones de la central	34
4.1. Dispositivo captador de olas	34
Clasificación del dispositivo captador.....	36
4.2. Funcionamiento de la central	36
Ventajas de la tecnología empleada	38
Inconvenientes de la tecnología empleada	38
4.3. Turbina Pelton.....	39
4.4. Análisis del oleaje en las costas españolas. Base de datos	41
4.5. Elección del emplazamiento de la central.....	44
Estado del arte del potencial undimotriz en España.....	44
Factores a considerar para la elección de la ubicación.....	45
Estado del arte del potencial undimotriz en Galicia y ubicación exacta.....	47
Capítulo 5 – Cálculos de la central (Código Matlab).....	52
5.1. Lectura de base de datos y selector de ubicación	52
5.2. Velocidad de la ola	53
5.3. Dimensionado de los equipos	54
Dispositivo captador.....	54
Bomba hidráulica	55
Sistema de tuberías.....	55
Cable de anclaje y vástago del pistón	55
5.4. Resistencia al arrastre (Drag)	55
5.5. Presión en la bomba.....	57
5.6. Flujo en el sistema de tuberías.....	57
5.7. Cálculo de la presión de entrada a la turbina	58
5.8. Turbina Pelton.....	60
Capítulo 6 – Análisis económico	62
6.1. Inversión inicial.....	62
Equipos electromecánicos	62
<i>Dispositivo Captador</i>	62
<i>Red de tuberías</i>	63
<i>Turbina</i>	63
<i>Generador eléctrico</i>	64

<i>Conexión a la red</i>	64
Obra civil.....	65
Instalación y mano de obra	66
Inversión inicial total	66
6.2. Costes de operación y mantenimiento anual y vida de la central	67
6.3. Ingresos por la venta de energía	68
6.4. VAN, TIR y Payback.....	69
VAN (Valor Actual Neto).....	69
TIR (Tasa Interna de Retorno)	70
Plazo de recuperación o Payback.....	70
Capítulo 7 – Desarrollos futuros, marco regulador y presupuesto de elaboración del TFG	72
7.1. Desarrollos futuros.....	72
7.2. Marco regulador.....	72
7.3. Presupuesto de elaboración del TFG	73
Capítulo 8 – Conclusiones.....	75
Referencias	76
Anexo	79

Índice de figuras

Figura 1: Porcentaje del crecimiento mundial hasta 2050. [ONU/Dpto. de Economía y Asuntos Sociales]

Figura 2: Cobertura de la demanda eléctrica en España en 2016 [REE]

Figura 3: Turbina mareomotriz [Sea Generation Ltd]

Figura 4: Esquema de una presa de energía de marea dinámica [The Earth Project]

Figura 5: Ciclo de funcionamiento OTEC [Makai Ocean Engineering]

Figura 6: Potencia, dimensión y amarre de molinos eólicos [Abapeisa/IDAE]

Figura 7: Mapa mundial de energía media de olas en KW/m de frente de ola
[<http://www.madrimasd.org>]

Figura 8: Esquema TAPCHAN y OWC [Boyle 1966; Strathclyde University]

Figura 9: Clasificación de sistemas de captación según su orientación [P. Ibáñez, 2008]

Figura 10: Clasificación de convertidores según principio de captación [P. Ibáñez, 2008]

Figura 11: Dispositivo Oyster [Aquamarine Power]

Figura 12: Dispositivo Pelamis funcionando en Orkney, Escocia [EMEC]

Figura 13: Wave Dragon [www.wavedragon.net]

Figura 14: Central undimotriz de Mutriku [Turismo de Mutriku/Noticias de Guipúzcoa]

Figura 15: Animación del dispositivo CETO [Carnegie]

Figura 16: Rodete de turbina Pelton [Blansko]

Figura 17: Elementos constitutivos de una turbina Pelton [ITCH Fuentes de Ahorro de Energía Electromecánica]

Figura 18: Clasificación de costas españolas

Figura 19: Boya direccional Triaxys [Triaxys]

Figura 20: Boyas y puntos SIMAR con datos de oleaje [Puertos de España]

Figura 21: Potencia de ola en España [IDAE/Enola]

Figura 22: Zonas medioambientalmente protegidas [Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y Medio Ambiente]

Figura 23: Profundidad del océano cerca de la costa gallega [IDAE]

Figura 24: Ubicación de la central en la Comunidad de Galicia[Google Maps]

Figura 25: Ubicación de la central en el municipio de Malpica [Google Maps]

Figura 26: Histograma de altura significativa de ola por estación del año (1960-2017) [Puertos del Estado]

Figura 27: Histograma de altura significativa de ola (1960-2017) [Puertos del Estado]

Figura 28: Gráfica de periodo medio mensual de oleaje (1960-2017) [Puertos del Estado]

Figura 29: Nomenclatura de una ola [Masmar]

Figura 30: valores de algunos parámetros en aguas poco profundas [Fernández Díaz]

Figura 31: Coeficientes de arrastre para esferas y cilindros en función del número de Reynolds [Universidad de Chile]

Figura 32: Rendimiento del inyector de la turbina en función de su apertura [Instalaciones de energías renovables. UC3M]

Figura 33: Coste total de la turbina

Figura 34: Coste total de equipos

Figura 35: Coste total de la obra civil

Figura 36: Coste total de instalación

Figura 37: Presupuesto total de la central

Figura 38: Gráfico del presupuesto total de la central

Figura 39: Coste anual de la central

Figura 40: Evolución del precio de la electricidad en 2016 [Naturelek Consulting]

Figura 41: Representación gráfica del plazo de recuperación de inversión

Figura 42: Presupuesto de elaboración del TFG

Abstract

Wave energy exploitation for electricity generation has gone unnoticed until a few years ago due to its complex development and high costs. In a world where the most profitable and efficient renewable forms of energy are composed by wind, solar and hydroelectric power, the number of energetic companies researching novel wave energy capture systems is sharply increasing . The current project aims to help achieve a higher inclusion of this technology in the electric system that, besides being clean and producing zero emissions, counts on a huge potential in different parts of the world. The working principle of the designed power plant consists in harvesting wave energy by means of a capturing device, based on CETO technology. This device pressurizes water in order to move a Pelton turbine and produce electricity. After analyzing wave data from all the different Spanish coasts, the power plant is going to be located in the northwest coast of Spain due to its excellent marine resources. The results, which have been calculated by means of a MATLAB code, show that the power plant is able to produce an electric output of 2,8 MW. This is enough power to cover the necessities of great part of the township where it is located. Regarding profitability, although a high initial investment is required, it is shown that this type of projects can be economically interesting for electric companies.

Resumen

El aprovechamiento de la energía undimotriz para generación eléctrica ha pasado desapercibida hasta hace pocos años debido a su complejo desarrollo y a sus elevados costes. En un mundo donde el grueso de las energías renovables más rentables y eficientes hoy día lo componen, eólica, solar e hidroeléctrica, cada vez son más las compañías energéticas que investigan en novedosos sistemas de captación de la energía undimotriz. El presente proyecto pretende ayudar a conseguir una mayor inclusión de esta tecnología en el sistema eléctrico que, además de ser limpia y libre de emisiones, cuenta con un enorme potencial en diferentes partes del mundo. El funcionamiento de la central diseñada consiste en recolectar la energía de las olas mediante un dispositivo captador, basado en la tecnología CETO. Este dispositivo presuriza agua para mover una turbina tipo Pelton y lograr la producción de electricidad. Tras recopilar datos de oleaje de todas las costas españolas, el diseño de la instalación se va a llevar a cabo en las costas de la zona noroeste de España debido a sus excelentes recursos marinos. Los resultados, calculados a través de un código desarrollado en MATLAB, muestran que la central es capaz de producir 2,8 MW de potencia eléctrica, suficientes para cubrir las necesidades de gran parte del municipio donde se ubica. En cuanto a rentabilidad se refiere, aunque se requiere de una inversión importante, se ha conseguido demostrar que este tipo de proyectos pueden ser económicamente interesantes para las compañías eléctricas.

Capítulo 1 - Introducción

1.1. Motivación del proyecto. Entorno socioeconómico.

Problema energético mundial

Nos encontramos en una época de transición en cuanto a producción energética se refiere. Diariamente escuchamos y leemos noticias referentes al tema energético, desde la proliferación de los vehículos eléctricos hasta la alarmante contaminación que afecta a los grandes núcleos de población. El panorama actual nos conduce hacia un transporte más limpio, una mayor eficiencia en el uso de la energía en los hogares y a una producción de electricidad a partir de fuentes renovables.

Por suerte, el interés de los gobiernos y de las grandes multinacionales en el desarrollo de energías renovables está creciendo en los últimos años, lo que conlleva a poder cumplir los objetivos de reducción de emisiones de CO₂ fijadas en el Protocolo de Kioto y a responder ante el futuro agotamiento de las reservas de combustibles fósiles.

La investigación y la inversión en nuevos sistemas de generación de potencia basados en las energías renovables, son necesarias para abastecer la creciente y excesiva dependencia energética y para conservar el medio ambiente. Actualmente, el 60% del dinero invertido en el sector eléctrico se está destinando a fuentes renovables, principalmente solar y eólica, lo cual deja ver que el avance hacia un mundo energéticamente limpio es un hecho. La solución pasa por sustituir los combustibles fósiles por fuentes de energía renovables, ya que son la única opción a largo plazo para obtener energía de manera segura, sostenible y continuada. Además, los flujos de energía del planeta, impulsados por el sol, el viento y el agua, se regeneran continuamente de forma natural y son inagotables.

Sin embargo, es cierto que este tipo de energía tiene ciertas limitaciones. En primer lugar, hay que conseguir obtener esta energía de forma eficiente y rentable económicamente, con un coste por debajo o similar del de producir esa energía con combustibles fósiles. En segundo lugar, hay que tener en cuenta la variabilidad de estas fuentes. Así, en periodos sin viento, nublados o de sequía, se demandará energía generada en centrales nucleares o de ciclo combinado. Por tanto, no es descabellado pensar que ambas fuentes, la renovable y la fósil, deben coexistir.

La variabilidad que caracteriza a estas fuentes puede propiciar un aumento de la compra y venta de energía entre países. Si hasta ahora el comprar electricidad se veía como un fracaso a nivel nacional, con las energías renovables puede tener una perspectiva exitosa, cuya premisa sea la eficiencia y la sostenibilidad, donde cada nación explote sus características geográficas en beneficio común.

Crecimiento demográfico

La demanda energética va a estar ligada al aumento demográfico esperado en los próximos años. Así, el problema que se plantea es cómo generar esta energía sin comprometer la calidad de vida y sin contribuir al cambio climático.

Actualmente, la población mundial es de 7.400 millones y se espera que para el año 2050 esta cifra supere los 10.000 millones. Nos encontramos en un planeta superpoblado, en el que dos tercios de la población viven en zonas urbanas densamente pobladas, lo que se traduce en impactos negativos en el ambiente y en la calidad de vida. Uno de los problemas más alarmantes es la contaminación y la congestión en las ciudades causadas por las industrias y el tráfico.

Gran parte de este crecimiento demográfico se producirá en África, donde se espera que la población se multiplique por tres a finales de siglo. Esto es debido, en parte, a una reducción de la tasa de mortalidad y a una tasa de natalidad constante en comparación con el resto de continentes. El crecimiento de la población en Asia será determinante, ya que se espera que la enorme población China siga creciendo y la India la supere y pase a ser el país más poblado del mundo. Se estima que dentro de 40 años el 80% de la población viva en África y Asia. En concreto India, Nigeria, Pakistán, República Democrática del Congo y Etiopía serán los países que más contribuyan a este aumento de la población.

Excluyendo los continentes asiático y africano, el resto del planeta sufrirá cambios aunque de mucha menos envergadura. El continente donde también aumentará la población será América, aunque este aumento no será tan exagerado como en África y Asia. Por el contrario, se espera que Europa vea reducida ligeramente su población, siendo los países cuya población se prevé que decrezca de manera alarmante Bulgaria, Rumanía y Ucrania.

Como se puede observar a continuación, cerca del 50% del aumento de población mundial esperado para el año 2050 lo componen únicamente seis países.

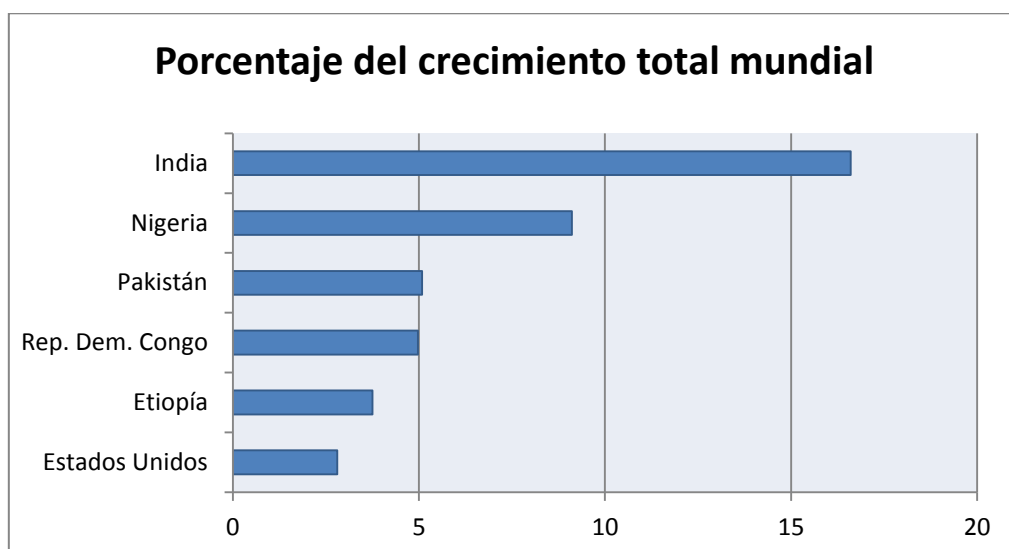


Figura 1: Porcentaje del crecimiento mundial hasta 2050. [ONU/Dpto. de Economía y Asuntos Sociales]

El aumento de la población, unido al desarrollo económico e industrial de estos países, inducirá a un aumento de la demanda de energía. China e India acaparan el 70% del comercio mundial de combustibles fósiles, causantes de problemas climáticos. Además, estos son la principal fuente de energía de países en vías de industrialización y desarrollo. Esto, unido al escaso control de la contaminación y a la poca implicación de algunos países con el cambio climático, pone sobre la mesa un gran problema al que hay que buscar una solución a corto y medio plazo que no comprometa el futuro de nuestro planeta.

Desgraciadamente, estos países tienen problemas más importantes que la contaminación. Al encontrarse en pleno crecimiento industrial, no se les puede exigir que reduzcan su contaminación con el uso de energías renovables. Necesitan de fuentes fósiles para que esta expansión que experimentan sea barata, sencilla y efectiva. Por tanto, la responsabilidad de cambiar los hábitos energéticos e incentivar la producción de energía de forma limpia recae sobre los países desarrollados.

1.2. Objetivos del proyecto

Los principales objetivos de este Trabajo de Fin de Grado se pueden resumir en los siguientes puntos:

- Utilizar formas alternativas de generación de potencia que contribuyan al desarrollo sostenible del planeta.

Cálculo y diseño de una central de energía undimotriz

- Incentivar y demostrar la viabilidad y el potencial de las energías renovables marinas.
- Llevar a cabo el diseño de una central de energía undimotriz en las costas gallegas.
- Realizar un código en Matlab® que calcule la potencia eléctrica producida por una central de energía undimotriz en función de su ubicación y de las condiciones del entorno.
- Recopilar una base de datos con los datos de oleaje de las diferentes costas españolas, la cual alimente al código desarrollado.
- Realizar un análisis económico que demuestre la viabilidad o no viabilidad de este tipo de proyectos.

Capítulo 2 - Energías renovables

2.1. Energías renovables en el mundo

En la actualidad, el cambio climático es un fenómeno más que evidente. La emisión de gases de efecto invernadero como el CO₂, los cuales atrapan calor produciendo un aumento de la temperatura de la Tierra, es uno de los mayores problemas a los que se enfrenta la humanidad.

Los combustibles fósiles, utilizados principalmente para generación eléctrica y transporte, son, al ser quemados, los mayores emisores de gases contaminantes. Por tanto, es necesario reducir la dependencia de ellos y evolucionar los sistemas actuales de generación de potencia hacia otros basados en las denominadas energías renovables, que son aquellas que proceden de fuentes naturales inagotables.

Aunque es cierto que las economías de ciertos países dependen en gran medida de los combustibles fósiles, por lo que no fomentan lo necesario las energías verdes, se observa que estas se encuentran continuamente en crecimiento y llegará un momento en que la balanza esté equilibrada.

En España, la contribución de las energías renovables a la generación bruta en 2016 fue del 41,1% [1], superando en 4,2 puntos a la del año anterior. Sin embargo, no todos los países siguen los pasos de España; ya sea por falta de recursos naturales o por temas políticos o económicos. Como datos significativos, en 2016 la contribución de las renovables en EEUU fue del 15% [2]. Cabe destacar que China, siendo el país más contaminante del planeta, es actualmente el que más fuerte está invirtiendo en las energías verdes.

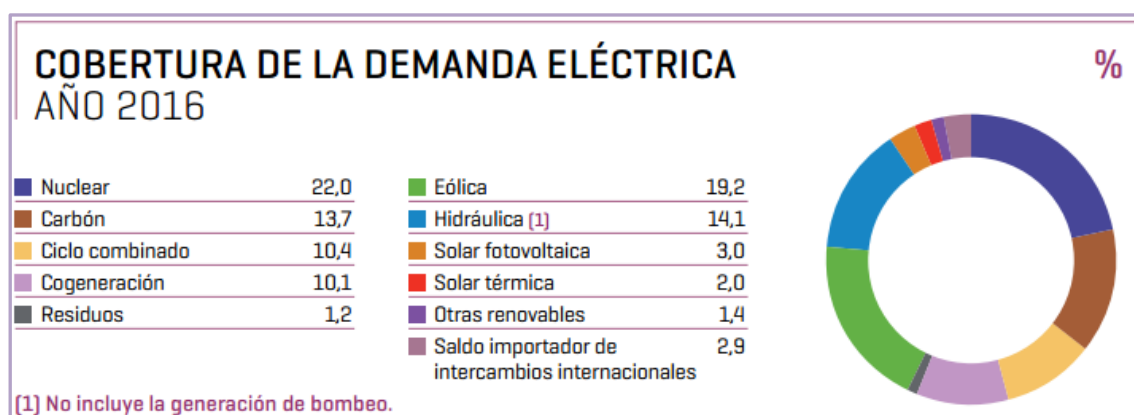


Figura 2: Cobertura de la demanda eléctrica en España en 2016 [REE]

Las energías eólica, hidráulica y solar son las renovables con mayor grado de desarrollo e implantación en todo el planeta, de las cuales se espera que representen una notable proporción en la producción eléctrica. Sin embargo, otras energías renovables como la biomasa, geotérmica y marina se encuentran en procesos de desarrollo, de investigación y de mejora, por lo que las plantas de generación de este tipo son escasas y poco eficientes.

Este trabajo de fin de grado se va a centrar en la energía del mar proveniente de las olas, ya que se encuentra en un momento de investigación y expansión a nivel mundial y puede ser una tecnología prometedora a medio y largo plazo.

2.2. Energía del mar

Los mares y océanos disponen de un inmenso potencial energético, el cual mediante diferentes tecnologías puede ser transformado en electricidad. Las formas de obtención de energía marina tienen las características de ser renovables, ya que las fuentes son inagotables, y limpias, ya que no se producen sustancias contaminantes. Sin embargo, los elevados costes económicos han impedido hasta nuestros días la notable expansión de las energías de mares y océanos.

Dentro de las energías marítimas, estas pueden clasificarse en función del recurso marino que aprovechan.

Tipos de energía marina

Energía mareomotriz

El movimiento de las mareas, generado por la desigual atracción de la Luna y el Sol, este en menor medida, sobre la Tierra, es aprovechado para mover turbinas que, a su vez, mueven un alternador que se encarga de la generación eléctrica.

Una de las mayores ventajas del aprovechamiento de las mareas es su fácil previsión. Se conoce que las aguas suben y bajan dos veces al día y en qué momento lo hacen. Además el potencial de las mismas es relativamente constante, ya que las mareas no sufren grandes variaciones a lo largo del año. Gracias a estos conocimientos, se garantiza el dimensionado adecuado de la instalación, las cuales se suelen llevar a cabo en desembocaduras de ríos o cerca de la costa.

El coste del MWh de esta energía ha conseguido ser similar al de una central de generación eléctrica convencional, sin emisiones de gases nocivos a la atmósfera, sin el consumo de combustibles fósiles y sin los riesgos de las centrales nucleares.

Existen tres métodos de aprovechamiento de la energía de las mareas [3]:

- **Generadores de corrientes marina.** Esta tecnología es similar a la eólica. Se hace uso de la energía cinética del agua en movimiento para mover los rotores de las turbinas sumergidas. La instalación consiste en un pilar anclado al fondo marino donde, fuera del agua, se encuentra la cabina de operaciones. De forma simétrica, se sitúan los dos rotores bipala de unos 20 metros de diámetro, los cuales pueden izarse para labores de mantenimiento. Esta tecnología tiene un coste y un impacto ambiental reducidos.



Figura 3: Turbina mareomotriz [Sea Generation Ltd]

- **Presa de marea.** Este sistema aprovecha la energía potencial del agua. Consiste en almacenar agua durante la marea alta para luego, aprovechando la diferencia de altura

Cálculo y diseño de una central de energía undimotriz

con la bajamar, expulsarla haciéndola pasar por turbinas y así generar electricidad. Las presas se colocan a lo ancho de los estuarios.

Este sistema, además de caro y complejo de llevar a cabo, provoca impactos ambientales graves en la zona, como acumulación de tierras y lodos y cambios en la salinidad en el estuario.

- **Energía mareomotriz dinámica.** Esta forma de generación de energía no se ha llegado a probar, pero es bastante prometedora. El principio de aprovechamiento, inventado y patentado en 1997 por ingenieros holandeses, se basa en una presa en la costa, que no encierra un área de agua. Por el interior de la presa circula agua de diferentes fases de marea, lo que genera una diferencia de altura de agua importante que se utiliza para mover una serie de turbinas bidireccionales instaladas en la presa.

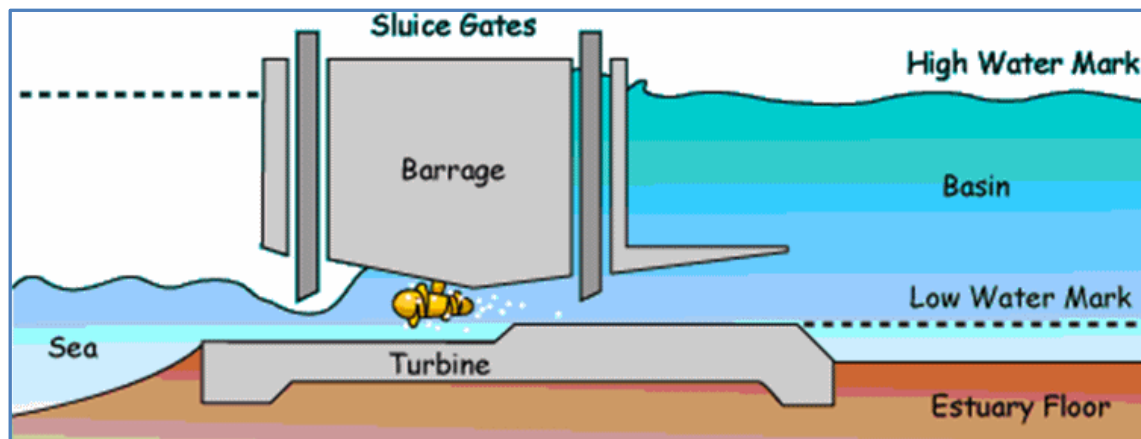


Figura 4: Esquema de una presa de energía de marea dinámica [The Earth Project]

En Corea del Sur se encuentra la central eléctrica de Sihwa Lake, la mayor de su clase. Operativa desde 2011, cuenta con diez turbinas sumergidas que, movidas por la energía potencial del agua generan una potencia de 254 MW pero con apenas un rendimiento del 24,8%.

La central de energía mareomotriz más antigua se encuentra en Francia en el estuario del río Rance. Funciona desde el año 1966 y es capaz de generar una potencia de 240 MW. Las 24 turbinas instaladas en la central son bidireccionales, por lo que aprovechan tanto la marea alta como la marea baja.

Energía de los gradientes térmicos oceánicos (OTEC)

Esta tecnología aprovecha la energía solar absorbida por los océanos para generar energía eléctrica. El Sol calienta la superficie del agua más que las aguas profundas, lo que crea gradientes térmicos.

Las zonas con mayor potencial son las aguas tropicales, donde mediante un intercambiador de calor se utiliza el agua superficial (25°C) para vaporizar el fluido de trabajo (normalmente amoníaco) que mueve una turbina. Posteriormente el vapor se enfría en un condensador con las aguas profundas (el agua disminuye su temperatura en 5°C a los 1000 m) para reiniciar el ciclo. La eficiencia de este ciclo se ve determinada por la diferencia de temperaturas; a mayor diferencia mayor eficiencia.

A pesar de ser una energía limpia, abundante e inagotable, los costes de construcción de este tipo de plantas son muy elevados para obtener rendimientos, como se ha comprobado, de alrededor del 8%.

Aunque hay varios proyectos abiertos de centrales maremotérmicas con potencias de hasta 100 MW, en la actualidad únicamente hay una central activa en la isla de Nauru (Japón) con 100 kW instalados.

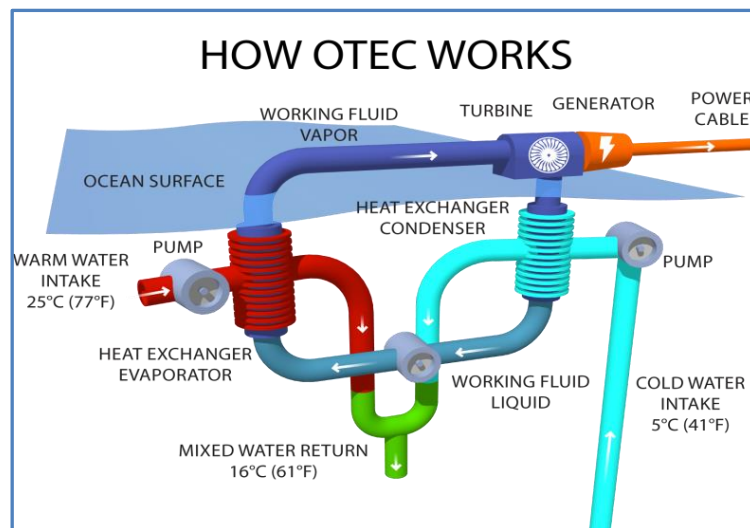


Figura 5: Ciclo de funcionamiento OTEC [Makai Ocean Engineering]

Energía del gradiente salino u osmótica

También conocida como energía azul, es la energía obtenida por la diferencia de salinidad entre agua dulce y agua marina. El principio de funcionamiento consiste en llenar dos cámaras, separadas por una membrana, una de agua dulce y otra de agua de mar. La sal hace que el agua dulce atraviese la membrana y por tanto aumente la presión en la cámara del agua de mar, la cual puede usarse en una turbina para generar electricidad.

Aunque actualmente cuenta con un escaso desarrollo, principalmente noruegos y holandeses son los que se dedican a desarrollar esta tecnología para en un futuro hacerla viable.

Energía de las corrientes marinas

Las corrientes marinas están causadas por las subidas y bajadas de las mareas, por la diferencia de temperatura y salinidad de las aguas y por la rotación de la Tierra. La energía cinética de las corrientes marinas se puede aprovechar al hacer pasar el flujo de agua por turbinas, de forma similar que un molino eólico extrae la energía del viento. Como dato, cabe destacar que se obtiene la misma energía de una corriente marina que de una corriente de viento 10 veces mayor.

Entre las ventajas de este sistema destaca la fácil previsión de las corrientes, el escaso impacto ambiental y los elevados rendimientos en comparación con otras renovables (50%). Los emplazamientos con mayor potencial para la extracción de esta energía son aquellos con profundidades de entre 20 y 30 metros.

Energía eólica marina (offshore)

Esta forma de producción de energía no deja de ser igual a la eólica tradicional, sólo que esta instala las turbinas eólicas en el mar. Esto hace que el mayor inconveniente sean los costes de cimentación en el lecho marino y el mantenimiento en estas condiciones.

Sin embargo, las ventajas son mayores ya que el viento, al ser por norma más fuerte en el mar, permite generar más energía con el mismo número de turbinas, las cuales además pueden ser de mayor envergadura. Esta tecnología tiene sentido en regiones con altas densidades de población y además tiene un escaso impacto ambiental.

En la actualidad, las centrales eólicas offshore más importantes se encuentran en el norte de Europa, en los mares Báltico y de Irlanda, aunque gobiernos de otros continentes están apostando fuerte por este tipo de energía verde.

En la siguiente imagen se puede apreciar la distinta dimensión de los molinos onshore y los offshore, los cuales están condicionados por la profundidad a la que se encuentren y su amarre al fondo marino.

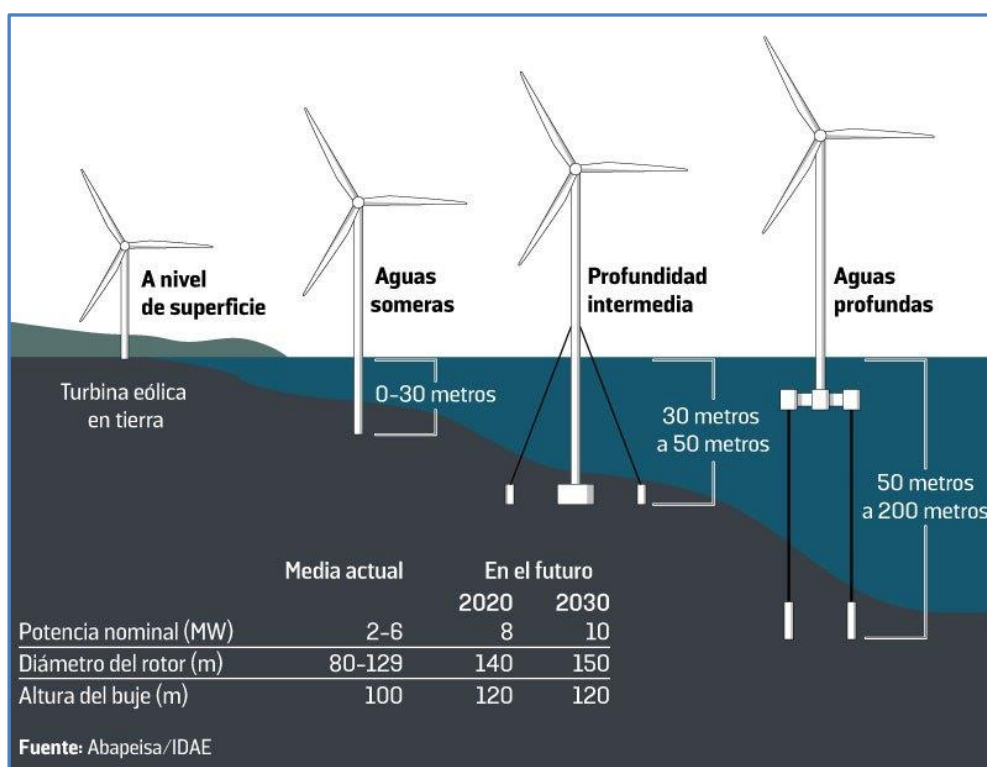


Figura 6: Potencia, dimensión y amarre de molinos eólicos [Abapeisa/IDAE]

Energía de las olas

También conocida como energía undimotriz u olamotriz. Es el tipo de energía marina sobre la que va a tratar este proyecto.

Las olas, creadas por la interacción del viento con la superficie del mar, contienen energía cinética y energía potencial, la cual se puede transformar con la ayuda de diferentes sistemas de captación en electricidad. Esta energía transferida por el viento depende de la velocidad del mismo, de la distancia sobre la que actúa y de su duración.

La mayor concentración de energía undimotriz se encuentra entre las latitudes 40° y 60° en ambos hemisferios, ya que es donde el viento sopla más fuerte. Las fuertes corrientes de viento que recorren grandes distancias en los océanos Atlántico y Pacífico pueden llegar a generar olas de decenas de metros de altitud. Por tanto, esto hace que las costas oeste de Europa y América sean algunas de las zonas más apropiadas para la extracción de este tipo de energía.

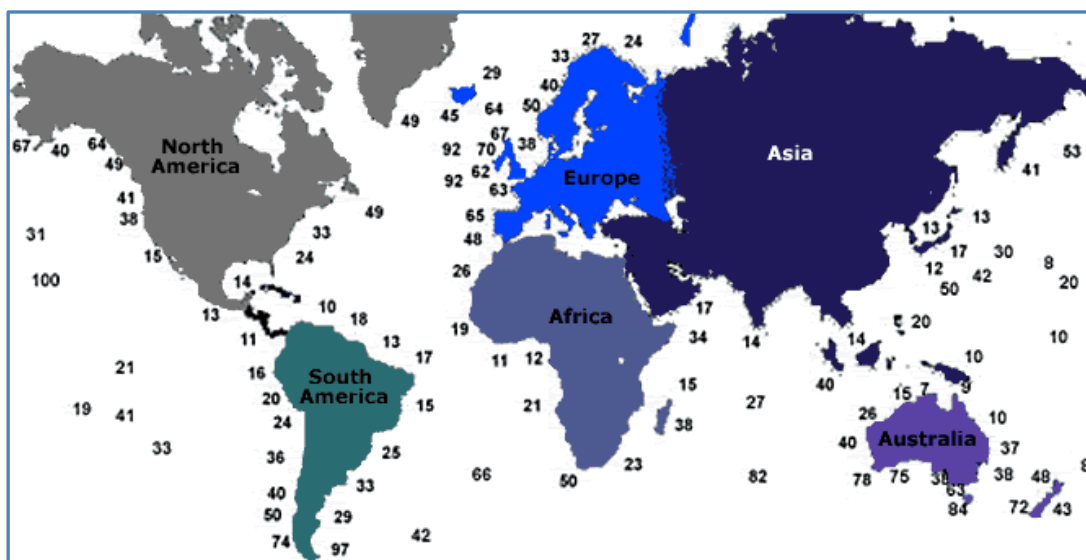


Figura 7: Mapa mundial de energía media de olas en KW/m de frente de ola

[<http://www.madrimasd.org>]

Actualmente se tiene conocimiento del enorme potencial de la energía undimotriz. Esto, unido al desarrollo actual de plantas de generación de este tipo, hace que sea uno de los tipos de energías renovables sobre los que más expectativas se tienen puestas.

Los aparatos de aprovechamiento extraen la energía de las olas y la transforman en movimiento mecánico o en presión a un fluido. Existen diversas tecnologías de extracción, las cuales aprovechan el empuje, la variación de altura o la variación de presión de las olas. Los aparatos para sacar energía de las olas pueden clasificarse, atendiendo a su principio de funcionamiento, de la siguiente forma [4]:

- Dispositivos colectores de olas.
- Sistemas de columna oscilante de agua (OWC).
- Dispositivos móviles articulados.
- Dispositivos oscilantes.

Estos distintos dispositivos de extracción se explicarán en detalle en capítulos posteriores.

Entre las ventajas de este tipo de tecnología cabe destacar su fácil predicción, que se trata de una energía limpia que no destruye el medio ambiente y que no representan grandes riesgos para las personas que operan este tipo de plantas.

Si bien es cierto que la construcción de instalaciones de generación de potencia de este tipo modifica el paisaje, el impacto ambiental generado es pequeño. Sin embargo estos aparatos pueden ser peligrosos para los barcos por su escasa visibilidad tanto visual como por radar, aunque este peligro puede ser minimizado fácilmente. Como la gran parte de energías renovables, la inversión inicial es elevada, aunque la evolución que experimenta la tecnología undimotriz hace pensar que pueda competir directamente con otros tipos de generación energética.

Capítulo 3 - Energía undimotriz

3.1. Fuente energética: las olas

El oleaje puede ser considerado como un derivado indirecto del Sol. La radiación solar incidente en la Tierra produce calentamientos desiguales, lo que genera la aparición de zonas con presiones diferentes. Este gradiente de presiones es el responsable del desplazamiento del aire, y su rozamiento con la superficie libre del mar da lugar al oleaje. La cantidad de energía que transmiten a los océanos por medio del oleaje depende principalmente de los siguientes factores [5]:

- La **intensidad** con la que sopla el viento.
- El **tiempo** que sopla el viento en una misma dirección.
- El **fetch** o distancia en la que el viento sopla en la misma dirección.

Dado que el 70% de la superficie terrestre la conforman mares y océanos, este recurso supone una fuente de energía renovable de gran potencial.

El oleaje recibe energía, la almacena y la transporta. Las olas se desplazan durante grandes distancias con mínimas pérdidas de energía, por lo que cuando una ola se acerca a la costa pierde velocidad y longitud de onda, pero gana altura. La capacidad del oleaje para generar energía se mide a través del flujo de energía y potencia por metro de frente de ola.

$$Energía (kJ/m^2) = \frac{\rho \cdot g \cdot H^2}{8}$$

(Ecuación 3.1)

$$Potencia (kW/m) = \frac{\rho \cdot g \cdot H^2 \cdot T}{32 \cdot \pi}$$

(Ecuación 3.2)

Potencial energético

La energía solar media recibida por unidad de tiempo y de superficie, perpendicular a su dirección de propagación y situada fuera de la superficie de la atmósfera a la distancia media entre la Tierra y el Sol se denomina constante solar [6]. En la actualidad está cifrada en 1367 W/m², variable durante el año un $\pm 3\%$ debido a la órbita terrestre.

Sin embargo, sólo recibe energía la mitad del planeta que se encuentre de cara al Sol, mientras que emite energía toda la superficie terrestre. Por tanto, para obtener la radiación solar absorbida por la Tierra basta con dividir la constante solar por 4, obteniendo un valor de 341 W/m^2 .

Se estima que aproximadamente el 0,3% de la energía solar se transforma en undimotriz, es decir 1 W/m^2 . Teniendo en cuenta la inmensa superficie de los océanos, se llega a la conclusión de que la energía de las olas oceánicas es enorme. Se han llevado a cabo una serie de estudios con el propósito de estimar el potencial mundial de los recursos de oleaje y se ha estimado que la energía mundial explotable es de 2 TWh al año [7], capaces de abastecer la mitad de la demanda europea.

3.2. Clasificación de las tecnologías de conversión

Aunque se dispone de diversas tecnologías para extraer energía de las olas, la mayoría se encuentran todavía en una etapa temprana de desarrollo buscando solución al mayor problema; conseguir producir una mayor cantidad de electricidad. Actualmente, las potencias instaladas en este tipo de centrales son del orden de 100-2000 kW por módulo, mientras que se espera llegar a construir centrales de hasta 40 MW, como afirma la compañía escocesa Lewis Wave Power Ltd.

El Reino Unido es uno de los países con mayor potencial de esta energía en sus costas. Las inversiones combinadas de instituciones públicas y privadas en I+D+I lo colocan a la cabeza del desarrollo y la investigación de esta energía marina, la cual se espera que ocupe un lugar importante en la red eléctrica del país.

El EMEC (European Marine Energy Centre), situado en Escocia, es un centro vanguardista en el desarrollo de la energía undimotriz y maremotriz. En este lugar se llevan a cabo prototipos de los dispositivos de captación en tanques artificiales, simulando condiciones de oleaje. Este centro ofrece recoger información y estudiar el comportamiento de los dispositivos para demostrar su viabilidad comercial. Muchos de los logros del sector han sido posibles gracias a este centro.

La clasificación de los dispositivos de captación de energía undimotriz se puede realizar teniendo en cuenta, entre otros, los siguientes factores [10]:

- La posición respecto a la costa.
- La posición relativa respecto al frente de ola.
- La posición en el agua.

- El principio de funcionamiento o captación.

Clasificación respecto de la ubicación respecto de la costa

La primera clasificación que se realiza depende del lugar donde se sitúen los sistemas de captación. De esta forma surgen tres tipos de emplazamientos:

- **Instalaciones en la costa (onshore).** Situadas en tierra. Su instalación y mantenimiento son los más sencillos debido a su relativamente fácil accesibilidad. Estas instalaciones se ven limitadas por dos factores: la dificultad para encontrar emplazamientos adecuados y el reducido potencial de las olas en la costa. Esto provoca que este emplazamiento no sea propicio para generar grandes potencias [8][9].

Las tecnologías TAPCHAN (canal cónico) y OWC (columna de agua oscilante) se llevan a cabo en este emplazamiento. El primero consiste en introducir las olas mediante un canal cónico, natural o construido por el hombre, en un depósito para después hacerla pasar por una turbina hidroeléctrica tradicional. En cambio, el segundo consiste en un cilindro hueco, cuya columna de aire se mueve cuando por abajo se introduce la ola para así accionar una turbina.

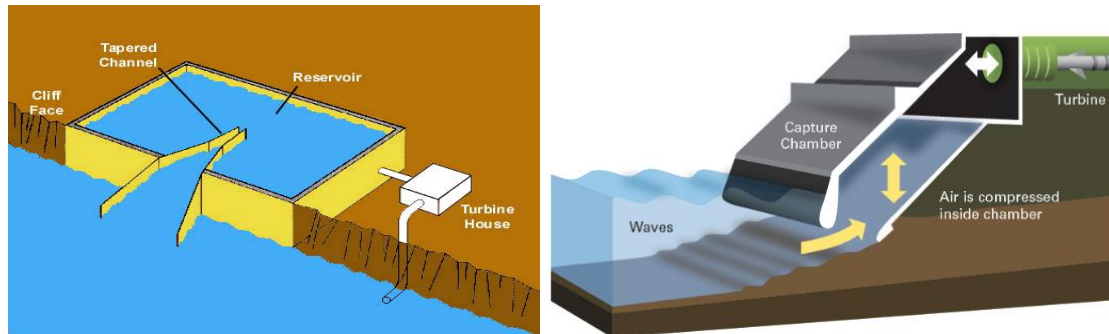


Figura 8: Esquema TAPCHAN y OWC [Boyle 1966; Strathclyde University]

- **Instalaciones cerca de la costa (nearshore).** Llevadas a cabo a una distancia máxima de la costa de 500 metros, donde las profundidades están entre los 10 y los 40 metros. En estas zonas hay mayor exposición al oleaje, por lo que se aprovecha más el potencial de la ola. En estos emplazamientos se colocan dispositivos flotadores o de estructuras fijas ancladas al lecho marino.
- **Instalaciones en alta mar (offshore).** La mayoría de instalaciones de energía undimotriz se realizan en estos emplazamientos, distanciados más de 500 metros de la costa. Son las que disponen de un mayor potencial energético. En cambio, las labores de construcción y mantenimiento, junto con el cableado submarino hacen que su

operación sea más complicada. En estos lugares se instalan dispositivos de tipo flotante, sumergidos o no en el agua.

Clasificación respecto a la orientación o a la posición relativa al frente de ola

La orientación de los dispositivos de captación respecto de las olas se puede expresar de dos maneras; la primera atendiendo a la dirección de propagación de las olas y la segunda atendiendo al frente de ola. Es decir, la propagación de las olas suele ser perpendicular a la costa, mientras que el frente de ola suele ser paralelo a la costa.

Los dispositivos de captación, gracias a su principio de funcionamiento, pueden aprovechar la energía de las olas de una forma u otra. Según su orientación con respecto al oleaje recibido, su diseño será de una forma u otra. Por tanto, atendiendo a la posición relativa de los captadores respecto al frente de ola, estos pueden clasificarse en:

- **Terminadores.** Son los dispositivos cuya orientación es paralela al frente de ola, por tanto tienen forma alargada. Esta configuración es capaz de interceptar la mayor energía disponible en la ola. Experimentan fuerzas considerables, por lo que necesitan de amarres fuertes al lecho marino.
- **Atenuadores.** También con forma alargada, estos dispositivos se colocan, al contrario que los terminadores, perpendicularmente al frente de ola y captan la ola de manera progresiva. Al soportar menores esfuerzos, el sistema de amarre puede ser menos resistente. Thomas B. Johansson afirma que un dispositivo atenuador captura el 62% de lo que captura uno terminador de la misma longitud.
- **Absorbedores puntuales.** Son estructuras más pequeñas que las anteriores, generalmente con forma cilíndrica. Aunque son capaces de capturar energía igualmente de todas direcciones, son incapaces de capturar energía de olas muy largas debido a su reducido tamaño. Generalmente se colocan varios dispositivos en serie.

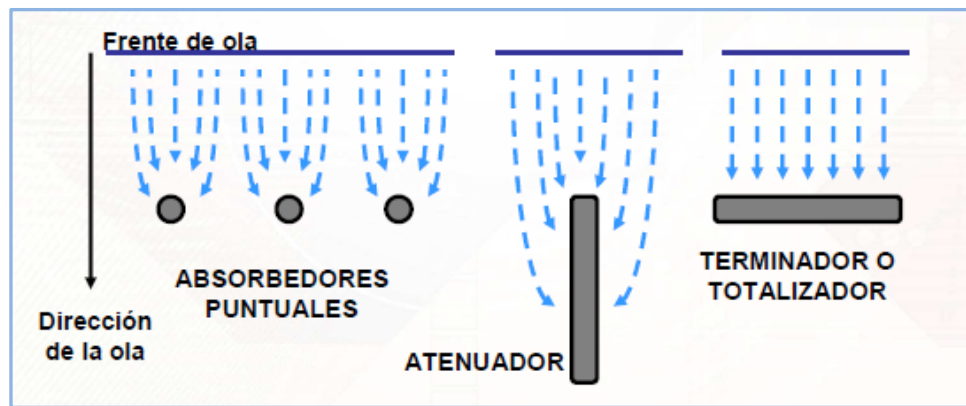


Figura 9: Clasificación de sistemas de captación según su orientación [P. Ibáñez, 2008]

Clasificación respecto a la posición relativa de los convertidores en el agua

Los convertidores pueden estar fijos o flotando en la superficie del mar, o pueden estar completamente o parcialmente sumergidos.

Los convertidores fijos se encuentran anclados al lecho marino o a tierra; en el borde del mar. La estructura de estos convertidores no experimenta movimiento alguno debido al oleaje. En cambio, los convertidores flotantes, aunque amarrados al lecho marino, oscilan con el movimiento de las olas.

Los dispositivos semisumergidos aprovechan tanto la variación de presión como el movimiento del oleaje, mientras que los sumergidos únicamente aprovechan la variación de presión.

Clasificación respecto del principio de captación

- **Columna de agua oscilante (OWC):** este principio consiste en una estructura hueca y semisumergida por la cual se introducen las olas que comprimen y expanden el aire de su interior. Este aire mueve una turbina de tipo Wells de doble efecto, la cual permite la generación de potencia cuando el aire circula por ella en ambos sentidos. Este tipo de dispositivos suelen tener rendimientos del 30-50%.
- **Efecto Arquímedes:** basado en el movimiento relativo entre dos cuerpos debido al empuje vertical causado por el volumen de fluido desalojado.
- **Elemento boyante:** las boyas flotan libremente. El movimiento que experimentan debido al oleaje es transformado mediante sistemas hidráulicos o mecánicos en movimiento lineal o rotativo, el cual puede ser aprovechado de diversas formas para obtener energía. Dentro de estos dispositivos se puede hacer una división en dos: dispositivos flotantes (absorbedores puntuales o con articulaciones) y dispositivos instalados en el lecho marino (aprovechan el movimiento lineal).

- **Rebosamiento:** este principio aprovecha la energía potencial del agua. Los dispositivos pueden ser flotantes o pueden estar amarrados al fondo del mar. Atrapan las olas incidentes en unos depósitos gracias a rampas o gracias a barreras o diques naturales y las hacen pasar por turbinas hidráulicas de salto reducido.
- **Aparatos de impacto:** aprovechan la energía cinética del oleaje para mover un dispositivo pendular. Estos dispositivos disponen de pistones los cuales transportan un fluido a presión.

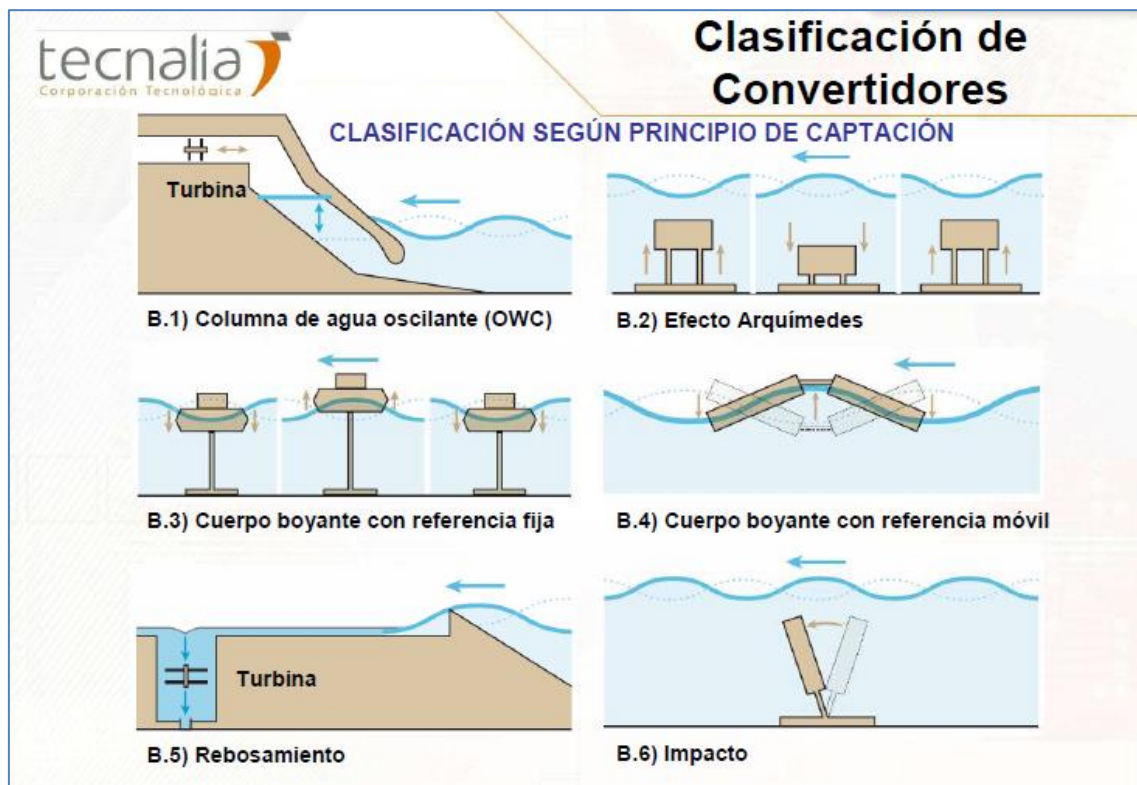


Figura 10: Clasificación de convertidores según principio de captación [P. Ibáñez, 2008]

3.3. Estado del arte de la energía undimotriz

Los inicios del aprovechamiento de la energía undimotriz se remontan a principios del siglo XX, cuando el francés Bouchaux-Pacei consigue suministrar su hogar de electricidad mediante un sistema neumático similar a las actuales columnas de agua oscilantes. Al mismo tiempo se comienzan a desarrollar sistemas de captación en América y en Japón.

Los primeros estudios del aprovechamiento de la energía de las olas son muy recientes, ya que se inician tras la Segunda Guerra Mundial. Uno de los pioneros en el aprovechamiento de la energía del oleaje fue el japonés Yoshio Masuda, cuyas investigaciones comenzaron en 1945. Consiguió desarrollar un sistema neumático para la carga de baterías en boyas de navegación con la ayuda de una turbina de aire de 60 W.

La investigación a gran escala comienza en los años 70 en Reino Unido. El EMEC (European Marine Energy Centre), situado en Escocia, es un centro vanguardista en el desarrollo de la energía undimotriz y maremotriz. En este lugar se llevan a cabo prototipos de los dispositivos de captación en tanques artificiales, simulando condiciones de oleaje. Este centro ofrece recoger información y estudiar el comportamiento de los dispositivos para demostrar su viabilidad comercial. Muchos de los logros del sector han sido posibles gracias a este centro.

A continuación se muestran algunas de las instalaciones más vanguardistas que se han llevado a cabo en el mundo:

Oyster

El convertidor de olas Oyster, diseñado y fabricado por la compañía escocesa Aquamarine Power, fue conectado a la red eléctrica nacional en el año 2009 e instalado en la zona de pruebas del EMEC en Orkney, a 400 metros de la costa. Un único dispositivo es capaz de producir energía para 450 hogares.

La unidad de captación consiste en un cuerpo boyante movido hacia delante y hacia atrás por las olas. El movimiento hace que dos pistones hidráulicos presuricen el agua que va a una turbina eléctrica en la costa, la cual mueve un generador. Se encuentra anclado al fondo marino, a una profundidad de entre 10 y 12 m y cuenta con unas dimensiones de 18x12x4 m y con un peso de 200 toneladas.

Se encuentra en desarrollo la segunda versión del captador Oyster. El Oyster 2 dispondrá de una potencia de salida un 250% mayor que su antecesor, de una forma diferente para maximizar la cantidad de energía capturada y de una mayor dimensión. Aquamarine Power tiene proyectos firmados con el gobierno de Escocia para desarrollar plantas de generación eléctrica de esta tecnología que generen hasta 1000 MW para el año 2020.



Figura 11: Dispositivo Oyster [Aquamarine Power]

Pelamis

El sistema consiste en varios tubos flotantes unidos mediante rótulas. Estas rótulas permiten el movimiento relativo entre los diferentes tubos para accionar un sistema hidráulico que envía la energía a una turbina hidráulica para generar electricidad. Cada “serpiente” cuenta con una longitud de 150 m y 3 m de diámetro.

En 2008 en las costas de Portugal se instalaron tres equipos de 750 kW, aunque la instalación sólo estuvo operativa un año. La segunda versión se encuentra en pruebas en el EMEC y contará con mayores potencias.



Figura 12: Dispositivo Pelamis funcionando en Orkney, Escocia [EMEC]

Wave Dragon

El dispositivo Wave Dragon permite la entrada de la ola a través de una rampa. La ola es envuelta y dirigida gracias a los brazos de la estructura para luego ser expulsada al mar haciéndola pasar por una turbina hidroeléctrica.

El prototipo de este sistema de conversión se llevó a cabo entre 2003 y 2009 en el norte de Dinamarca, teniendo una potencia de 20 kW. Hay planes para llevar a cabo plantas de 50 y 77 MW de potencia en Portugal y en Gales, respectivamente.



Figura 13: Wave Dragon [www.wavedragon.net]

Mutriku

Esta central undimotriz se ubica en la localidad guipuzcoana de Mutriku, en aguas del mar Cantábrico. Fue inaugurada en el año 2011 y, basada en la tecnología de columna de agua oscilante, cuenta con una potencia nominal de 296 kW. Fue la primera central de OWC conectada a la red con fines comerciales, la cual además ha servido para llevar a cabo labores de investigación.

La planta cuenta con dieciséis turbinas Wells de 18,5 kW cada una. La estructura del rompeolas, la cual junto con la bahía natural facilita la entrada de la ola, está construida con bloques de hormigón y cuenta con una longitud de 450 m.

Uno de los mayores inconvenientes de esta instalación ha sido la contaminación acústica que produce tanto el aire como el oleaje. Los costes de la planta fueron de 2,5 millones de euros, los cuales serán difíciles de amortizar ya que como afirma *El País*, en los tres primeros años solo se consiguió un beneficio de 36.000 euros.



Figura 14: Central undimotriz de Mutriku [Turismo de Mutriku/Noticias de Guipúzcoa]

Capítulo 4 – Diseño y condiciones de la central

4.1. Dispositivo captador de olas

La central funcionará gracias a un sistema basado en gran parte en la tecnología CETO [11]. CETO es una tecnología de conversión de olas perteneciente a la compañía australiana Carnegie Clean Energy Limited, dedicada a las energías renovables. El diseño se caracteriza por ser simple y robusto y el sistema se compone de boyas de grandes dimensiones sumergidas a profundidades de entre 20 y 30 metros. El movimiento que las olas inducen en ellas hace que unas bombas presuricen agua de mar para mover una turbina hidroeléctrica y así generar electricidad. Además, el agua de mar a alta presión puede ser utilizada para abastecer una planta desalinizadora de osmosis inversa.

El desarrollo inicial de la tecnología CETO comenzó en 1999, pero no fue hasta 2003 cuando comenzaron la construcción de su primer prototipo, el CETO I, el cual se probó con éxito hasta el año 2006.

Entre 2006 y 2008, los prototipos CETO II fueron desarrollados y probados en las aguas de Fremantle, al oeste de Australia. Estos prototipos, de aproximadamente 1 kW de potencia, abrieron las puertas a la futura comercialización del diseño.

En el periodo de 2009 a 2015, Carnegie desarrolló prototipos de hasta 240 kW. Desde Enero de 2016 una planta con la quinta generación de la tecnología CETO genera energía para alimentar la base naval HMAS Stirling, en el oeste de Australia, y a la vez trabaja en labores de desalinización de aguas.

La nueva generación CETO 6, la cual tiene el objetivo de producir 1 MW, se encuentra en fase de desarrollo y será probado, al igual que sus predecesores, en aguas australianas. La principal diferencia con sus predecesores consiste en que la generación de potencia se lleva a cabo en la costa y no en el interior de la boya, como anteriormente. Esto hace las labores de instalación y mantenimiento más sencillas. Actualmente, Carnegie tiene proyectos abiertos en Islas Reunión y en Irlanda.

A continuación se definen las partes que componen el dispositivo captador:

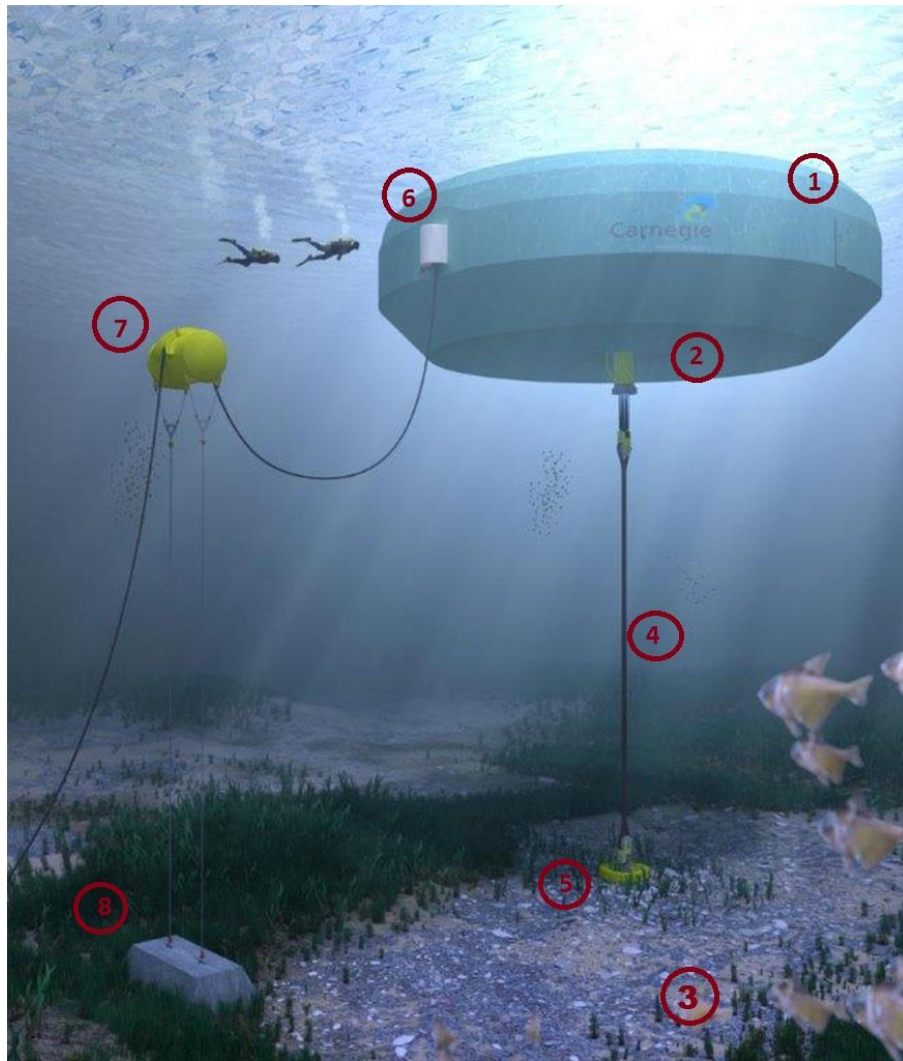


Figura 15: Animación del dispositivo CETO [Carnegie]

1. **Boya/Actuador:** interactúa con las olas para capturar su energía. Fabricado en acero para soportar las fuerzas que actúan sobre él. En su interior se alojan equipos eléctricos. Además, el interior puede llenarse de agua para facilitar el hundimiento de la boya.
2. **Bomba:** una bomba hidráulica de simple efecto convierte el movimiento de la boya en fluido a presión, el cual se usa para mover la turbina.
3. **Cimentación:** una pila de hormigón en el lecho marino hace que la bomba pueda realizar su carrera además de evitar que el dispositivo suba a la superficie.
4. **Anclaje:** un cable sintético conecta la bomba con la cimentación.
5. **Conector cimentación-anclaje:** este conector permite el anclaje y el desanclaje del dispositivo al lecho marino sin la necesidad de utilizar buzos.

6. **Conector umbilical de boya:** la electricidad generada dentro del actuador es enviada a través de este cable a la red. Diseñado para su funcionamiento bajo agua.
7. **Boya de conector:** evita que el conector umbilical se enrede debido al movimiento del actuador.
8. **Red:** el conector umbilical conecta el dispositivo a la red eléctrica para que la energía se entregue de la manera más eficiente posible.

Clasificación del dispositivo captador

Como se ha visto en el tercer capítulo del presente proyecto, los dispositivos de captación pueden clasificarse atendiendo, entre otros, a cuatro criterios básicos. Por tanto, para entender mejor cómo funciona el dispositivo CETO, elegido para ser el elemento de captación de energía en nuestra central undimotriz, se determina a continuación su clasificación:

1. **Atendiendo a la ubicación del dispositivo respecto de la costa.** Este tipo de dispositivo opera en un rango de profundidades de entre 20 y 30 metros y distancias reducidas a la costa de entre 100 y 300 metros, dependiendo del tipo que sea. En estas zonas hay mayor exposición al oleaje, por lo que se aprovecha más el potencial de la ola. Así, como los dispositivos cercanos a la costa se consideran aquellos que no se separan más de 500 metros de ella, el dispositivo CETO se considera cercano a la costa (nearshore).
2. **Atendiendo a la posición respecto del frente de ola.** Se consideran absorbedores puntuales. Al tener forma redonda y su movimiento estar permitido en cualquier dirección, estos dispositivos son capaces de capturar energía de cualquier dirección en la que venga la ola.
3. **Atendiendo a la posición en el agua.** Son dispositivos sumergidos y fijos. Se encuentran anclados al lecho marino y su parte más alta está aproximadamente un metro por debajo de la superficie del agua.
4. **Atendiendo al principio de captación.** El dispositivo diseñado funciona gracias al arrastre que la ola provoca en él. La subida y la bajada de la ola provoca el movimiento pendular que acciona la bomba hidráulica.

4.2. Funcionamiento de la central

La central diseñada funciona de la siguiente manera:

1. El movimiento de las olas es aprovechado para mover una boya que sufre un vaivén hacia adelante y hacia atrás en la dirección de la ola.
2. El dispositivo, gracias a su movimiento, acciona una bomba de pistón simple que presuriza agua desmineralizada que va a parar a una turbina.
3. Cuando el agua a presión llega a la turbina, es inyectada a gran velocidad en los cucharones de la misma.
4. El movimiento de la turbina acciona un generador que transforma la energía mecánica en energía eléctrica.

Aunque el concepto de captación de la energía es similar a la tecnología CETO, se han decidido realizar algunas modificaciones en distintos puntos del ciclo de generación de potencia, las cuales se explican a continuación:

- Aunque la tecnología CETO permite, además de generar electricidad, desalinizar el agua utilizada en la turbina, nuestra central únicamente se va a dedicar a la generación de potencia y por tanto no contará con el ciclo de desalinización. Se ha decidido eliminar esta parte del ciclo porque, además de encarecer el proyecto y hacerlo más complejo, en la zona donde se llevará a cabo la instalación no existe demanda de agua ya que cuenta con recursos fluviales suficientes.
- El diseño llevado a cabo por la empresa Carnegie recoge agua directamente del mar, la presuriza y la manda a la turbina. Como no se contempla el proceso de desalinización de agua, nuestro diseño contará con un circuito cerrado para la circulación de agua desmineralizada. El fluido ganará presión gracias al movimiento de las olas, pasará por la turbina, y volverá a ser devuelto a las tuberías tras haber perdido presión. Esta modificación presenta una gran ventaja económica a largo plazo, y es que el agua de mar es mucho más corrosiva que la desmineralizada, por lo que los equipos necesitarán menos mantenimiento y tendrán una vida más larga.
- En las primeras versiones de CETO, el conjunto de equipos eléctricos se encontraba en el interior de la boya. Sin embargo, la turbina, el generador y demás equipos eléctricos se ubicarán en una instalación en tierra, cerca de la costa. De esta manera se facilitarán labores de instalación y mantenimiento.
- En el diseño llevado a cabo por Carnegie, la bomba hidráulica se encuentra a continuación del dispositivo captador. En nuestro caso, se ha decidido modificar su posición y ubicarla en el lecho marino para así provocar que el arrastre producido en la boya cree mayor momento y se consigan carreras mayores.

Cálculo y diseño de una central de energía undimotriz

- Otro aspecto en el que difiere nuestro diseño al desarrollado por la compañía australiana es la forma y tamaño del elemento boyante. El dispositivo fabricado por Carnegie tiene forma casi cilíndrica, con 20 metros de diámetro. En cambio, el diseño de boya que se va a llevar a cabo tendrá forma esférica de 5 metros de radio.

Los motivos por los que se ha decidido hacerlo así son varios. De esta forma, se consigue una mayor superficie de contacto con el agua, por lo que el empuje de las olas sobre la boya será mayor. También hace que los cálculos sean más sencillos.

Ventajas de la tecnología empleada

Ante otras formas de generación de potencia, basadas en los combustibles fósiles, y ante otro tipo de dispositivos de captación de energía undimotriz, la tecnología CETO presenta las siguientes ventajas:

- Proporciona energía sostenible libre de emisiones.
- Es respetuoso con el medio ambiente, tiene un impacto visual mínimo y atrae flora y fauna marina.
- Al encontrarse completamente sumergido, está protegido de tormentas y alejados de rompeolas o zonas de playa. Además, el captador tiene un impacto visual casi nulo.
- La tecnología, desarrollada y probada durante 10 años, cuenta con miles de horas de prueba.
- El diseño es simple y robusto y los equipos más delicados se colocan en la costa, por lo que los mantenimientos serán fáciles.
- Es capaz de operar en diferentes profundidades y de aprovechar la ola proveniente de cualquier dirección.
- El sistema es escalable. Pueden añadirse más dispositivos de captación a una misma planta y así obtener mayor cantidad de electricidad.
- Es una tecnología silenciosa. No genera contaminación acústica.

Inconvenientes de la tecnología empleada

- Al no sobresalir sobre la superficie del mar, el dispositivo captador puede ocasionar riesgos para la navegación de embarcaciones.
- Poner en marcha una central que funcione con esta tecnología es más caro que otro tipo de renovables.

Comparando las ventajas y las desventajas de esta tecnología para extraer energía undimotriz, queda claro que es una opción ventajosa, sobre todo cuando se compara con la generación de electricidad a partir de combustibles fósiles.

4.3. Turbina Pelton.

El tipo de turbina seleccionada para la central de energía es una turbina hidráulica de impulso Pelton. Este tipo de turbinas se utiliza en saltos de agua de gran altura (100-1700 m) y caudales relativamente pequeños. Tienen un buen rendimiento; entorno al 90 % en condiciones óptimas de operación y permiten ser instaladas con el eje en posición vertical u horizontal, siendo esta última colocación la más adecuada. En función del tamaño y del chorro o de los chorros de agua incidentes, este tipo de turbinas puede alcanzar los 500 MW de potencia de eje.

Los elementos esenciales de una turbina de impulso Pelton son los siguientes [12]:

1. **Carcasa.** Es una cubierta de acero que cubre los elementos mecánicos de la turbina y evita que el agua salpique hacia el exterior al abandonar los cucharones. A veces tiene ventanas transparentes para poder visualizar el chorro del inyector.
2. **Distribuidor.** Constituido por uno o varios equipos de inyección de agua, es la parte de la turbina que transforma la energía del agua a presión en energía cinética. Estos equipos de inyección se encargan de dirigir el chorro de agua, cuyo caudal puede regularse, sobre el rotor. El número de equipos de inyección depende de las características del generador y de las condiciones del salto de agua. A su vez, el distribuidor consta de las siguientes partes:
 - **Inyector.** Es el elemento mecánico que dirige y regula el chorro. Compuesto por:
 - **Tobera.** Boquilla circular de entre 5 y 30 cm de diámetro. Dirige el chorro de manera tangencial hacia el rotor.
 - **Válvula de aguja.** Permite regular el caudal de agua incidente a la tobera. Consiste en un vástago concéntrico a la tobera, alojado en su interior y con movimiento longitudinal.
 - **Deflector.** Dispositivo mecánico intercalado entre la tobera y el rodete cuya función es cambiar la trayectoria del chorro. Sirve para evitar el embalamiento y el golpe de ariete (cierres bruscos).
 - **Regulador de velocidad o servomotor.** Su función es mantener constante la velocidad el rotor.
3. **Rotor o rodete.** Es el elemento donde la energía del agua se transforma en energía mecánica. Consiste en una rueda con un determinado número de cucharones, álabes, palas o cangilones, separados a distancias iguales y dispuestos en dirección radial. Su forma es similar a una doble cuchara, con una arista en el medio que divide el

cangilón en dos y donde incide el chorro. El rodete es impulsado por el flujo de hasta seis inyectorores, de forma que cada una dirige el chorro de manera tangente a la circunferencia, en el centro de la zona cóncava de los cucharones.



Figura 16: Rodete de turbina Pelton [Blansko]

4. **Cámara de descarga.** Es la zona por donde cae el agua libremente hacia el desagüe, después de haber movido al rodete.
5. **Sistema de frenado.** Además de intercalar totalmente el deflector, se puede disponer de un circuito que permita proyectar uno o varios contrachorros incidentes sobre la zona convexa de los álabes, favoreciendo el rápido frenado del rodete.
6. **Eje de la turbina.** Transmite el movimiento al eje del alternador. Está unido rígidamente al rodete y dispuesto sobre cojinetes.

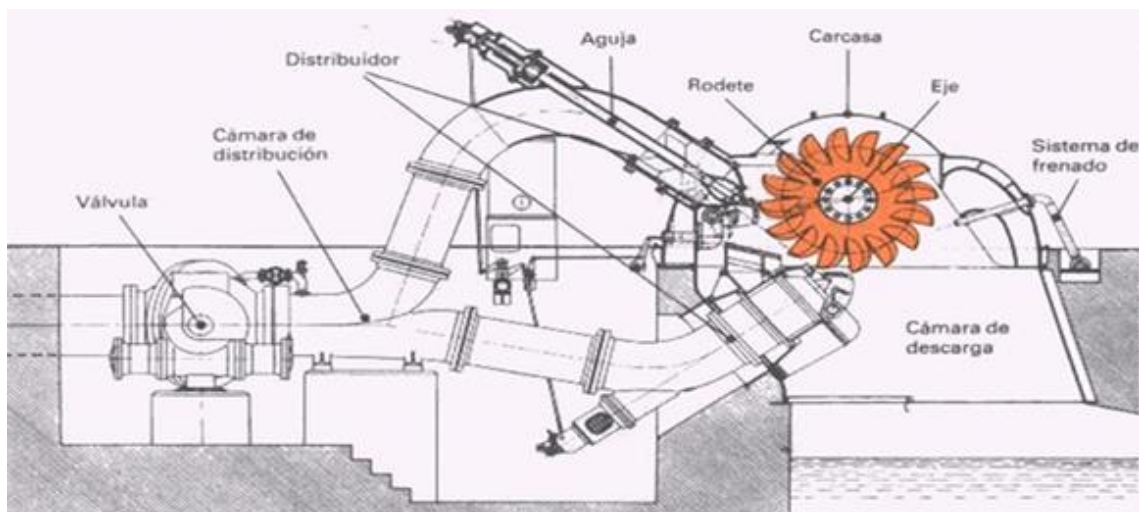


Figura 17: Elementos constitutivos de una turbina Pelton [ITCH Fuentes de Ahorro de Energía Electromecánica]

Se ha decidido buscar un proveedor local que construya el cuerpo de la turbina como se explicará en apartados posteriores.

4.4. Análisis del oleaje en las costas españolas. Base de datos

El código de MATLAB desarrollado para calcular los parámetros de operación de la central se alimenta de una base de datos compuesta por datos de oleaje de las distintas zonas costeras del territorio español. Estas zonas se han dividido de la siguiente manera:

- Cantábrico
- Galicia
- Golfo de Cádiz
- Estrecho de Gibraltar
- Mar de Alborán
- Levante
- Cataluña
- Islas Baleares
- Islas Canarias

Existen grandes diferencias entre las distintas regiones de costa en España. Por un lado están las bañadas por el Océano Atlántico, las cuales se encuentran comprendidas entre las latitudes 30° y 60°, donde existe un mayor potencial para el aprovechamiento de la energía undimotriz. Estas costas cuentan con condiciones óptimas para el aprovechamiento de este recurso.

Por otro lado se encuentran las costas bañadas por el Mar Mediterráneo, cuyas aguas son más calmadas y tienen menor potencial energético.



Figura 18: Clasificación de costas españolas

Para los cálculos llevados a cabo han sido necesarios datos de altura y periodo de ola medios. Para ello, se ha recurrido a la página web www.puertos.es, perteneciente al Ministerio de Fomento del Gobierno de España, donde, entre otras cosas, se facilitan los datos históricos de oleaje desde 1958. El conjunto de datos está formado por las medidas procedentes de la red de Boyas Costeras de Puertos del Estado y por datos SIMAR.

- Las **boyas** de esta red miden los datos, los procesan a bordo y los envían a la estación de recepción costera. Se caracterizan por estar ubicadas en las proximidades de instalaciones portuarias, estando fondeadas a menos de 100 metros de profundidad. Esta red históricamente ha estado compuesta por dos tipos de boyas; boyas con sensores escalares de oleaje (Waverider) y boyas direccionales (Triaxys).



Figura 19: *Boya direccional Triaxys [Triaxys]*

- El conjunto de datos **SIMAR** está formado por series temporales de parámetros de oleaje procedente de modelado numérico. Son, por tanto, datos simulados y no proceden de medidas directas de la naturaleza. Con esta red de datos se consigue ampliar la cobertura espacial tanto en el Mar Mediterráneo como en el Océano Atlántico. En la figura a continuación se pueden observar en verde los puntos SIMAR, los cuales aumentan de número al hacer zoom en el mapa, y la red de boyas en rojo, de la web de Puertos de España.



Figura 20: *Boyas y puntos SIMAR con datos de oleaje [Puertos de España]*

Las características de las olas difieren mucho en función de la distancia a la que se encuentren de la costa. Por tanto, los datos utilizados corresponden a boyas o puntos SIMAR cercanos a la costa, ya que es donde se van a llevar a cabo la instalación de los dispositivos.

4.5. Elección del emplazamiento de la central

Para la ubicación de la central de energía undimotriz se tienen en cuenta los recursos disponibles en la web de Puertos de España. Para que esta ubicación sea óptima, es necesario elegir aquella que cuente con un importante potencial de oleaje y a su vez sea viable para el tipo de instalación. Además, que disponga de un fácil acceso para facilitar labores de construcción y de mantenimiento se tiene que tener en cuenta. Al mismo tiempo, la instalación debe llevarse a cabo en un lugar donde el impacto visual, así como cualquier tipo de contaminación producida, afecten lo menos posible al entorno natural.

Estado del arte del potencial undimotriz en España

El potencial de este tipo de energía en las costas oceánicas españolas es considerado uno de los más ricos del mundo. La situación geográfica del país hace que en Europa únicamente la superen en recursos Portugal y Reino Unido.

A lo largo de la geografía costera española se pueden localizar zonas con mayores recursos marinos que otras. En la figura siguiente, se muestra la potencia de ola, medida en kW por metro de frente de ola, disponible a lo largo de las costas españolas [13].

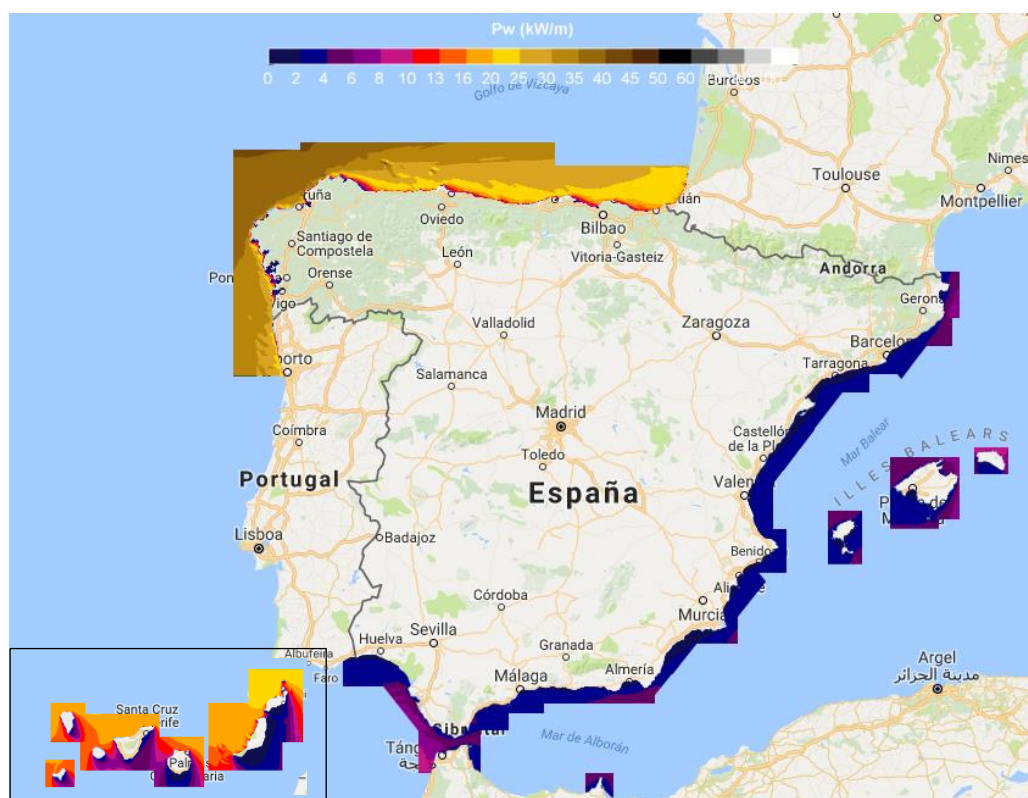


Figura 21: Potencia de ola en España [IDAE/Enola]

En la figura anterior se muestra la potencia media anual en las costas españolas. A partir de los datos obtenidos, se puede realizar el siguiente análisis:

- Se han descartado tanto las costas bañadas por el Mar Mediterráneo como el Golfo de Cádiz para la instalación de la central. La potencia de ola media en ambas zonas se sitúa entre los 2 kW/m y los 10 kW/m.
- A continuación se encuentran las costas Canarias, las cuales pueden dividirse en dos. Las costas del norte de las islas cuentan con potencial suficiente, de entre 15 kW/m y 20 kW/m, para llevar a cabo una instalación de manera satisfactoria. Mientras, las costas al sur cuentan con recursos pobres, similares a los de las costas mediterráneas. Esto se debe al predominio de oleaje proveniente del norte y del noroeste.
- El mar cantábrico es la segunda zona española en cuanto a recursos undimotrices. La potencia media es de alrededor de 30 kW/m, disminuyendo de Oeste a Este.
- Galicia presenta los valores de potencial energético mayores, con potencias medias entre 35-45 kW/m.

“Los resultados obtenidos en profundidades indefinidas van disminuyendo progresivamente a medida que el calado disminuye, aunque en algunas áreas se producen concentraciones locales motivadas por la configuración de la costa y de la batimetría. Existe una fuerte estacionalidad en la potencia media, pudiendo presentarse en invierno potencias medias de 75 kW/m (Galicia), 50 kW/m (Cantábrico) y 35 kW/m (Norte de Canarias)” [Evaluación del potencial de la energía de las olas, 2011].

Tras este análisis, se ha decidido llevar a cabo la central de energía undimotriz en la región con mayor potencial de España. A continuación, se comprobará el oleaje en función de la época del año, para tener una idea aproximada de la regularidad del mismo, y se comprobará la profundidad del mar para establecer la ubicación exacta que proporcione la viabilidad de la instalación. Existen zonas que, aun siendo favorables para la instalación, se deben excluir del proceso de elección de ubicación al identificar riesgos ambientales o conflictividad con otro tipo de uso del medio marino.

Factores a considerar para la elección de la ubicación

Para la óptima elección de la ubicación de la central de energía undimotriz se han considerado los siguientes factores:

- Zonas medioambientales protegidas.
- Orografía del terreno.
- Potencial energético de la zona.

Cálculo y diseño de una central de energía undimotriz

- Proximidad a vías de comunicación.
- Proximidad a núcleos urbanos
- Proximidad a líneas eléctricas.

Un estudio elaborado por los Ministerios de Industria, Turismo y Comercio y Medio Ambiente regula las autorizaciones y concesiones administrativas necesarias para la construcción de instalaciones de generación eléctrica ubicadas en zonas marinas. Las diferentes zonas se clasifican de la siguiente manera:

1. Zonas aptas (verde). Áreas adecuadas para el establecimiento de centrales de generación eléctrica (energías renovables) ya que, en principio, sus efectos ambientales son mínimos frente a las ventajas que proporciona
2. Zonas de exclusión (rojo). Áreas excluidas ya que se han identificado potenciales efectos negativos al llevar a cabo instalaciones eléctricas.
3. Zonas con condicionantes medioambientales (amarillo). Los efectos de la instalación deben ser analizados tras el diseño del proyecto.



Figura 22: Zonas medioambientalmente protegidas [Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y Medio Ambiente]

Además, se deben de tener en cuenta aquellas zonas o actividades que pudieran verse afectadas por la instalación de una central de energía undimotriz. Estas son, entre otras:

- Zonas que comprendan una cuenca visual donde el impacto de las instalaciones puede perjudicar el valor paisajístico de la misma.
- Zonas de gran afluencia pública.
- Zonas de interés turístico.
- Zonas de marisqueo.
- Zonas donde se practiquen deportes náuticos y/o pesca deportiva.
- Elementos de interés cultural tales como castillos o fortalezas costeras.

Estado del arte del potencial undimotriz en Galicia y ubicación exacta

Si se quiere situar la central en Galicia nos debemos centrar concretamente en el norte de la provincia de La Coruña, ya que el resto de zonas coinciden con áreas de restricción ambiental y por tanto es imposible llevar a cabo la construcción en esos lugares. Además, debido a la orografía de estas costas, donde predominan los acantilados y las zonas rocosas, los potenciales emplazamientos se ven reducidos, ya que son necesarias zonas de fácil acceso para realizar las pertinentes labores de transporte, instalación y mantenimiento.

En Galicia, la profundidad de las aguas aumenta muy rápido a distancias cercanas a la costa. Como los sistemas de captación están diseñados para operar en aguas de entre 20 y 30 metros de profundidad, esto hace que haya que instalarlos a distancias cercanas de la costa. El resto del equipo de transformación y generación eléctrica se situará en una instalación en tierra lo más cerca posible de los captadores.

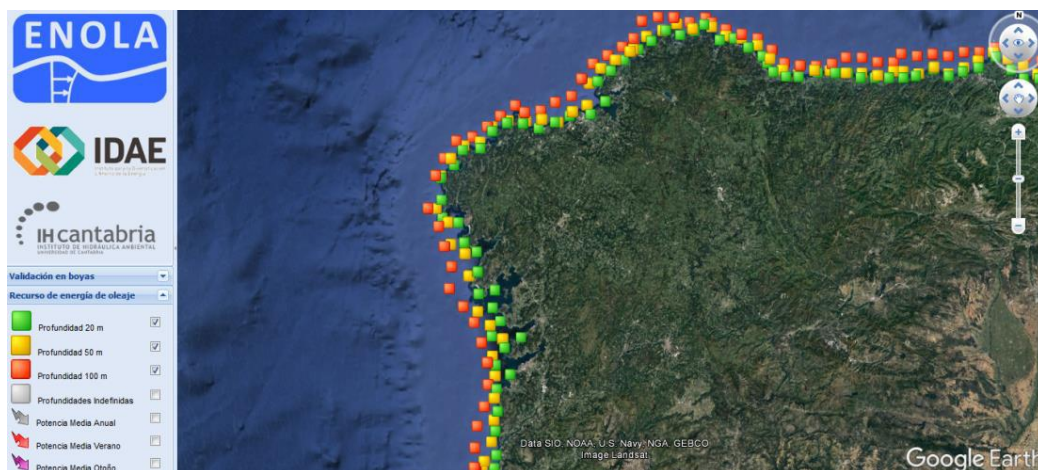


Figura 23: Profundidad del océano cerca de la costa gallega [IDAE]

En la figura anterior, en verde se muestran las profundidades de 20 m, en amarillo las de 50 m y en rojo las profundidades de 100 m.

Por tanto, respetando las restricciones medioambientales, atendiendo a la normativa vigente e interfiriendo lo más mínimo con el desarrollo de otro tipo de actividades, la ubicación elegida para llevar a cabo la instalación se encuentra en territorio del municipio coruñés de Malpica de Bergantiños, a unos 5 km al oeste del mismo. Las coordenadas del emplazamiento son las siguientes: 43.329764, -8.871416.

El municipio de Malpica de Bergantiños tiene una extensión de 61 km². Cuenta con una buena red de comunicaciones, ya que se sitúa en la provincia de La Coruña, a tan sólo 50 km de la capital, y dentro de la Costa da Morte. Se encuentra en una península que cuenta en uno de sus lados con el puerto pesquero y en otro la playa de Arena Mayor. Sus costas se extienden desde la Punta de Razo hasta el Monte Nariga. Cuenta con una población de 6.000 habitantes y sus principales actividades económicas son la pesca y el turismo.

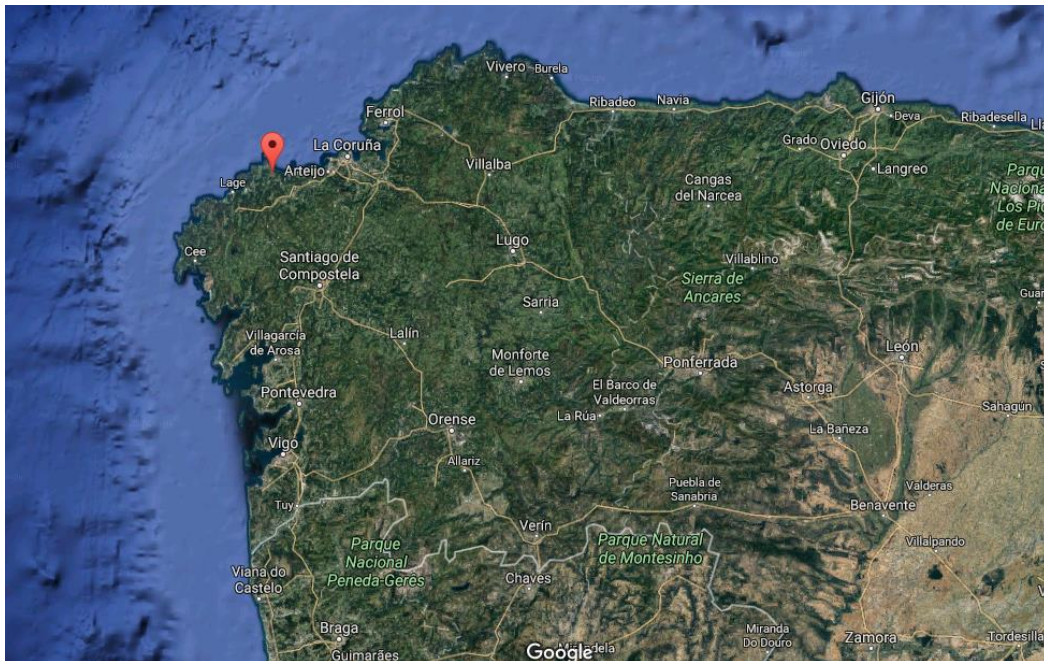


Figura 24: Ubicación de la central en la Comunidad de Galicia[Google Maps]



Figura 25: Ubicación de la central en el municipio de Malpica [Google Maps]

Para el emplazamiento seleccionado se han de estudiar todos los parámetros de oleaje que influyen en la generación eléctrica. Los parámetros más importantes son el periodo medio de las olas a lo largo del año y tanto la altura de ola media global como la estacional. A continuación se muestran datos históricos recogidos desde el año 1958 de la altura media de ola recopilados en el punto SIMAR 3015032 correspondiente a la ubicación elegida:

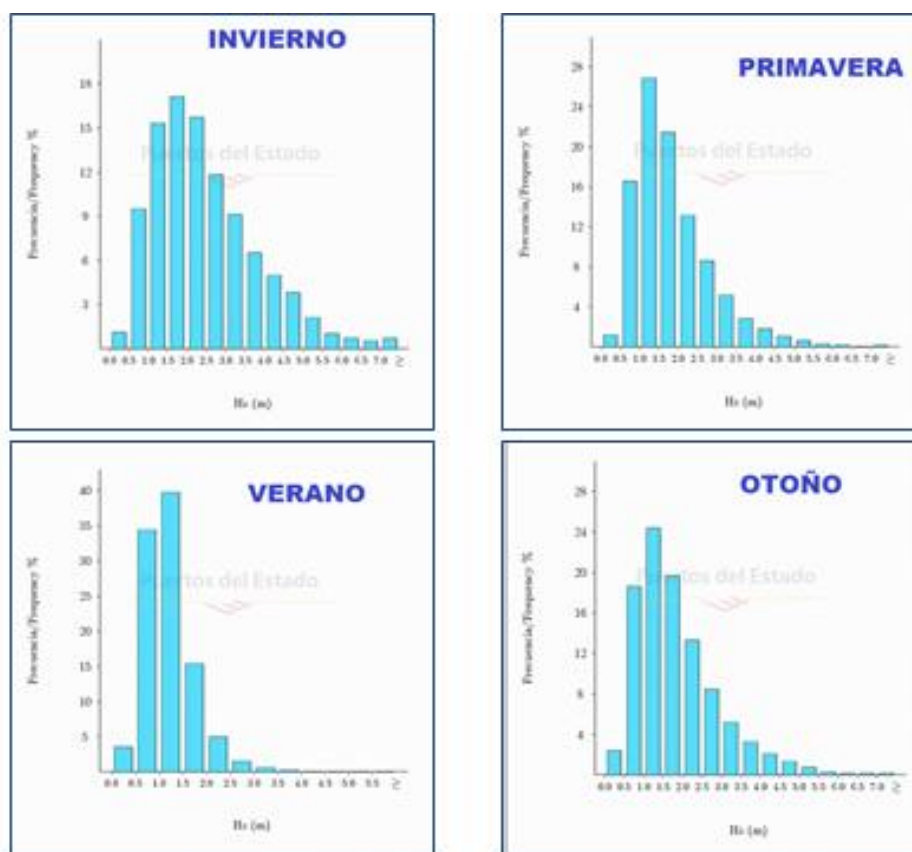


Figura 26: Histograma de altura significativa de ola por estación del año (1960-2017)
[Puertos del Estado]

Como se puede observar en los datos históricos disponibles en la página web de Puertos del Estado, los mayores recursos de oleaje se obtendrán en los meses de invierno, donde el mar está más agitado y hay más temporales y marejadas. En estos meses, la altura media de ola alcanza un valor de 2,8 metros. En cambio en verano, cuando el tiempo es más suave y estable se alcanzan alturas medias de ola de 1,4 metros, mucho menores que en invierno pero aun así suficientes para producir energía, por lo que la central podrá funcionar casi la totalidad de los días del año.

En cambio, en primavera y otoño el oleaje es bastante similar y además se acerca a la media anual. En primavera la media es de 2,1 metros mientras que en otoño es de 2 metros.

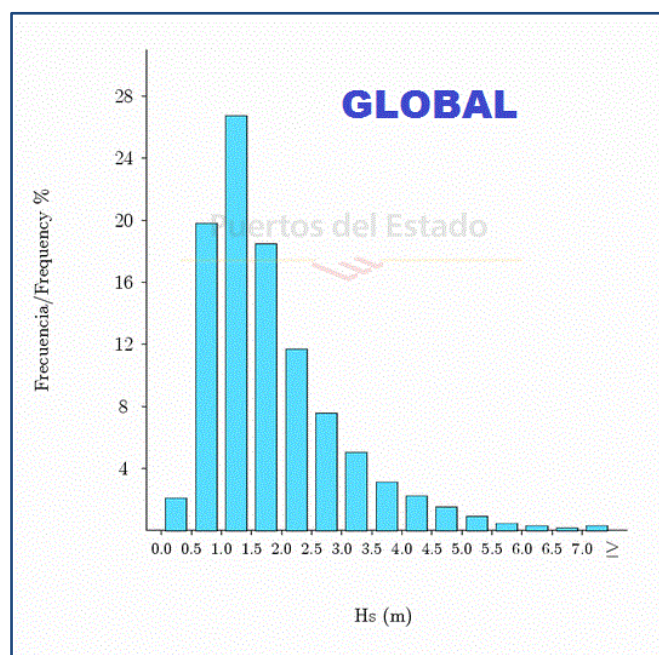


Figura 27: Histograma de altura significativa de ola (1960-2017) [Puertos del Estado]

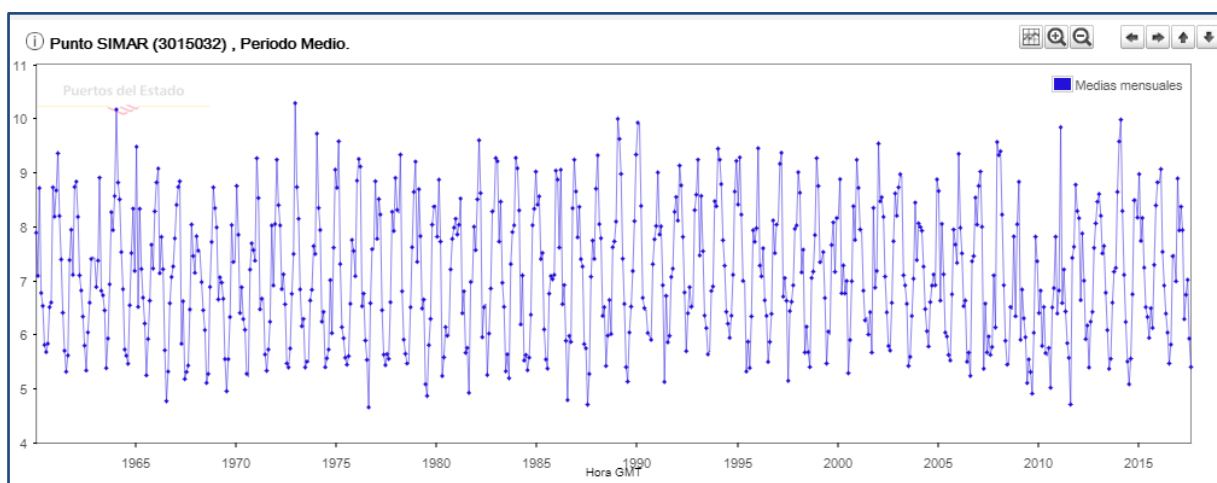


Figura 28: Gráfica de periodo medio mensual de oleaje (1960-2017) [Puertos del Estado]

Por tanto, los datos muestran, para la ubicación seleccionada, una altura media de ola de 2,1 metros y un periodo medio de ola de 7,2 segundos.

Capítulo 5 – Cálculos de la central (Código Matlab)

Para la realización de los cálculos necesarios para la central de energía undimotriz se ha utilizado la herramienta de software matemático MATLAB®. El propósito final del código, incluido en el Anexo, es obtener la potencia eléctrica producida por un dispositivo CETO en la ubicación elegida, para así comprobar la viabilidad de una central de este tipo en dicho emplazamiento.

En los apartados siguientes se explicarán detalladamente los pasos seguidos para la obtención de los resultados y se justificarán las ecuaciones utilizadas y los valores de las constantes y los parámetros necesarios.

5.1. Lectura de base de datos y selector de ubicación

Como se ha explicado en el capítulo anterior, se ha realizado una recopilación de datos de oleaje de las distintas costas españolas. Los datos que se van a utilizar para los cálculos son la altura media de las olas y el periodo medio recogidos desde 1958 hasta 2017. Por tanto, la primera función que se ordena en el código es cargar la base de datos, que se denomina “*DATABASE_v3*”.

Cuando arranca, el código pide seleccionar una ubicación entre las que componen la base de datos mostrando el siguiente mensaje: “*¿Dónde desea colocar la central undimotriz? Elija entre: 1-Cantábrico / 2-Galicia / 3-Golfo de Cádiz / 4-Estrecho de Gibraltar / 5-Mar de Alborán / 6-Levante / 7-Cataluña / 8-Islas Baleares / 9-Islas Canarias / 10-Otra localización*”. A continuación, habrá que marcar el número correspondiente a la localización deseada.

Si una de las costas es elegida, el código realizará el cálculo completo y mostrará los resultados. Si bien se elige llevar a cabo la central en otra localización, el código nos formulará dos preguntas adicionales y tendremos que introducir los datos que pide: “*Inserte la altura media de las olas registradas en metros*” e “*Inserte el periodo medio de las olas registradas en segundos*”. Tras realizar ambas acciones, al igual que antes, se realizan los cálculos y se muestran los resultados.

5.2. Velocidad de la ola

En primer lugar se va a explicar la nomenclatura seguida para definir los parámetros de la ola. Las olas realizan movimientos ondulatorios en la superficie del mar, formando las denominadas cresta y depresión de la ola al desplazarse de manera horizontal. Las variables que las caracterizan son las siguientes [18]:

- Amplitud (A): distancia entre la cresta de la ola y el nivel medio del mar.
- Altura (H): distancia entre la cresta y el seno de la ola.
- Profundidad (h): distancia entre el nivel medio del mar y el fondo marino.
- Longitud de onda (λ): distancia entre dos puntos iguales y sucesivos de la ola.
- Periodo (T): tiempo que pasa entre dos puntos iguales y sucesivos de la ola.

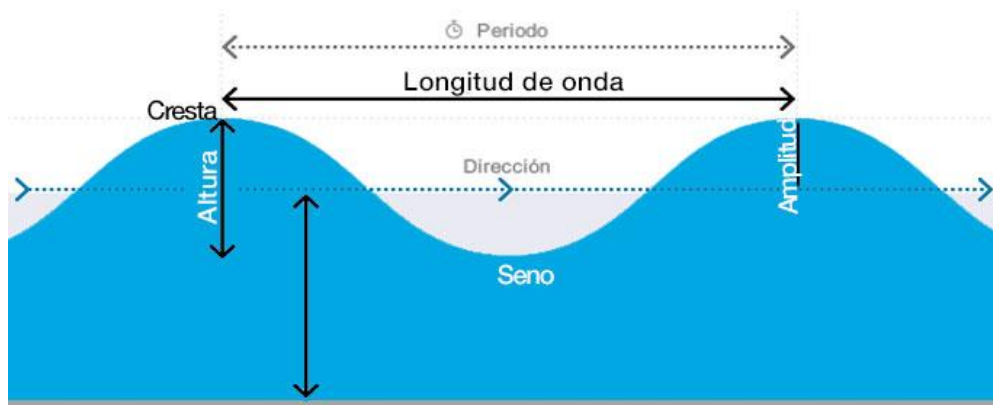


Figura 29: Nomenclatura de una ola [Masmar]

A partir de la velocidad de la ola es posible determinar el empuje en el dispositivo captador. La velocidad de las partículas de agua que componen la ola puede aproximarse con la siguiente ecuación:

$$v = \frac{\pi \cdot H}{T} \cdot e^{kx}$$

(Ecuación 5.1)

- H y T son la altura de ola y el periodo medios.
- Donde $k = 2\pi/\lambda$ es el número de onda. A su vez λ es la longitud de onda, la cual viene determinada por la profundidad del agua. Es importante hacer la diferencia ya que las condiciones de la ola varían con la distancia a la costa. Siendo h la profundidad del mar, el criterio para diferenciar las aguas son:

- $h \geq \lambda/2$ Aguas profundas

- $\lambda/2 > h \geq \lambda/20$ Aguas intermedias (10-200 m)
- $h < \lambda/20$ Aguas superficiales (0-10 m)

En nuestro caso nos situamos en aguas intermedias, ya que se trabaja en un rango de profundidades de entre 20 y 30 metros. Se ha optado por dar un valor $\lambda = 20 \cdot h$ ya que según Fernández Díaz, para aguas poco profundas y periodos que oscilan entre los 5 y los 15 segundos, los valores de λ son los siguientes:

T (s)	5	7,5	10	12,5	15
λ (m)	12	28	49	77	110
h (m)	0,6	1,4	2,4	3,8	5,5

Figura 30: valores de algunos parámetros en aguas poco profundas [Fernández Díaz]

- x es la distancia a la costa, la cual se puede transformar en un vector para así obtener la solución del problema a distintas distancias de la costa. Debido a las características de la zona elegida para la instalación, la distancia del captador a la costa se ha fijado en 200 metros.

Por tanto, con los valores comentados anteriormente y para los datos obtenidos para la ubicación de la central de energía undimotriz, se obtiene el siguiente resultado para la velocidad de la ola:

$$v = \frac{\pi \cdot 2,1}{7,2} \cdot e^{\left(\frac{2\pi}{20 \cdot 30} \cdot 200\right)} = 7,44 \text{ m/s}$$

5.3. Dimensionado de los equipos

Es necesario definir las dimensiones de cada elemento que interviene en el funcionamiento del sistema. Los elementos que intervienen en los cálculos son el dispositivo captador, la bomba hidráulica, el sistema de tuberías y el vástago de unión o émbolo de la bomba.

Dispositivo captador

El dispositivo captador de energía o boya tiene forma esférica, un diámetro de 10 metros y se fabrica en acero inoxidable AISI 316, el cual contiene molibdeno y tiene un bajo contenido en carbono, lo que le confieren buena resistencia a la corrosión en medios salinos. El uso de este tipo de aceros en ambientes marinos es una obligación, ya que es uno de los medios más corrosivos que se pueden encontrar.

Se pretende igualar la fuerza del empuje vertical debido al efecto Arquímedes con el peso de la boya para que el dispositivo se encuentre en equilibrio. Por tanto, el dispositivo tiene que ser lastrado con agua o con bloques de hormigón para así lograr que no flote y colocarlo en el lugar adecuado.

Bomba hidráulica

La bomba utilizada es una bomba de pistón del tipo volumétrica. Cada movimiento del pistón impulsa el fluido hacia la turbina a través de la tubería. Este elemento se encuentra anclado al fondo marino y tiene las siguientes dimensiones:

- Diámetro del émbolo: 30 cm.
- Diámetro del vástago: 8 cm.

Sistema de tuberías

Las tuberías que conectan el dispositivo en el mar con la instalación en tierra y viceversa, tienen un diámetro de 10 centímetros y se fabrican en acero inoxidable AISI 316.

El sistema de tuberías tendrá una longitud aproximadamente igual a la que separan el captador de la instalación multiplicado por dos, ya que como se ha explicado anteriormente, el agua desmineralizada circulará en un circuito cerrado. El escaso número de obstáculos esperados en el mar permite que las tuberías sigan una línea recta en el camino de ida y vuelta entre ambos puntos. Por tanto, como se ha definido una distancia del captador a la costa de 200 metros y además, contando con que la instalación se encuentre a escasos 100 metros de la orilla y se tenga que superar la profundidad de la bomba, se puede estimar la longitud total de tubería a instalar de 650 metros aproximadamente.

En lo que respecta a los cálculos, la longitud de tubería entre el dispositivo y la turbina será necesaria para aplicar Bernoulli entre la bomba y el final de la tubería y obtener la presión de entrada a la turbina Pelton. En esta medida se tendrá en cuenta la separación del dispositivo a la costa, la profundidad a la que se encuentra la boya y la distancia a la costa. Es decir:

$$\text{Longitud tubería} = x + \text{profundidad} + \text{distancia costa} = 200 + 30 + 100 = 330 \text{ m}$$

(Ecuación 5.2)

Cable de anclaje y vástago del pistón

La unión del dispositivo captador a la bomba se hace a través del vástago de la bomba, el cual tiene una longitud aproximada de 15 metros, y en su compresión y expansión empuja el fluido a lo largo del sistema de tuberías.

5.4. Resistencia al arrastre (Drag)

El paso de la ola por el captador, provocando el arrastre del mismo, es el responsable del desplazamiento del mismo. El movimiento pendular que experimenta provoca la extensión y la contracción del pistón de la bomba y su consecuente impulso de fluido hacia la turbina.

Este efecto de arrastre se asemeja a la resistencia hidrodinámica que provoca el fluido impactando en el dispositivo captador. La fórmula de la resistencia hidrodinámica total creada por el dispositivo captador en el agua es:

$$Drag = \frac{1}{2} \rho \cdot v^2 \cdot S \cdot C_D = \frac{1}{2} \cdot 1027 \cdot 7,44^2 \cdot \pi \cdot 5^2 \cdot 0,2 = 4,4658 \cdot 10^5 \text{ N}$$

(Ecuación 5.3)

Donde:

- ρ es la densidad del agua.
- v es la velocidad de la ola.
- S es el área proyectada. $S = \pi R^2$
- C_D es el coeficiente de arrastre, el cual es un valor adimensional usado para cuantificar el arrastre de un objeto en un medio fluido como el agua. Este coeficiente es una función del número de Reynolds y de Mach. En nuestro caso, al estar tratando con velocidades pequeñas, el número de Mach se desprecia.

En el problema a tratar, el valor del número de Reynolds, cuyo procedimiento de cálculo se explica en el apartado 5.7 del capítulo, tiene valores del orden de 10^6 . Por tanto, haciendo uso de la figura adjunta, se toma un valor para el coeficiente de arrastre de 0,2.

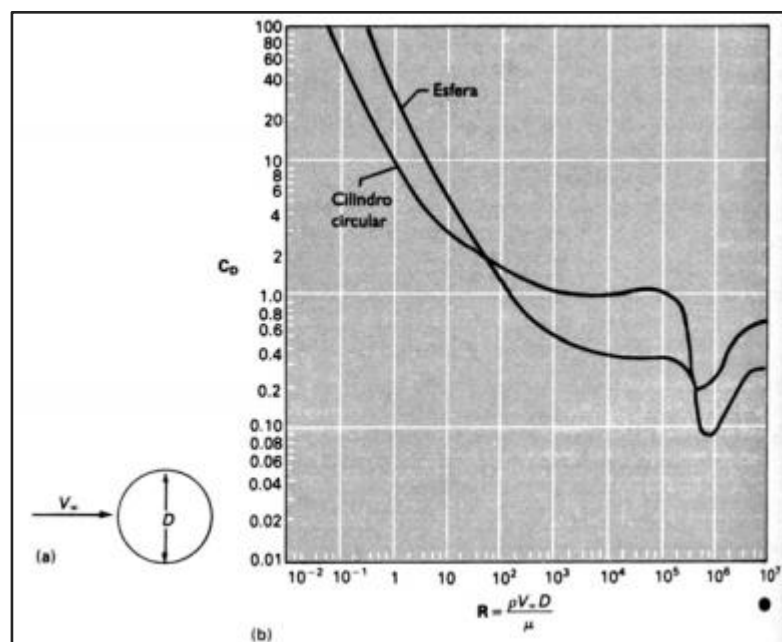


Figura 31: Coeficientes de arrastre para esferas y cilindros en función del número de Reynolds [Universidad de Chile]

5.5. Presión en la bomba

La presión que genera el movimiento del dispositivo captador, que es con la que sale el fluido hacia la turbina, se calcula a partir de la fuerza de arrastre (drag) que lo provoca:

$$P_b = \frac{Drag}{A_{\text{émbolo}}} = \frac{4,4658 \cdot 10^5}{0,0707} = 6,318 \text{ MPa}$$

(Ecuación 5.4)

Donde:

- $A_{\text{émbolo}}$ es el área del émbolo de la bomba. Con un diámetro del émbolo de 30 cm, el área es igual a 0,0707 m².

5.6. Flujo en el sistema de tuberías

La bomba hidráulica impulsa el agua desmineralizada a través del sistema de tuberías hacia la turbina situada en tierra. La bomba impulsa en cada contracción un volumen de agua igual al producto de la carrera del cilindro por el área del pistón. Por tanto, basta con dividir este volumen entre el periodo de la ola para obtener el caudal de flujo que circula por la tubería.

$$\text{Volumen bombeado} = A_{\text{émbolo}} \cdot \text{carrera} = 0,0707 \cdot 13,55 = 0,958 \text{ m}^3$$

(Ecuación 5.5)

Donde:

$$\text{carrera} = L_{v,ext} - L_v = 28,55 - 15 = 13,55 \text{ m}$$

(Ecuación 5.6)

Donde:

- $L_{v,ext}$ es la longitud del vástago de la bomba en extensión, teniendo en cuenta que su inclinación sean 45°.
- L_v es la longitud del vástago de la bomba contraído.

Por tanto, a partir del volumen y con el periodo de ola, se puede calcular el caudal:

$$Q = \frac{\text{Volumen bombeado}}{T} = \frac{0,958}{7,2} = 0,1331 \text{ m}^3/\text{s}$$

(Ecuación 5.7)

Para hallar la velocidad del fluido en la tubería se hace uso de la ecuación de continuidad. Esta ecuación contempla la conservación de la masa de fluido a través de dos secciones de un conducto y se expresa así:

$$\rho_1 \cdot A_1 \cdot v_1 = \rho_2 \cdot A_2 \cdot v_2$$

(Ecuación 5.8)

En nuestro caso, la densidad del fluido no cambia a lo largo de la tubería y la sección de la misma es constante, por lo que se concluye que la velocidad es constante a lo largo del conducto y se obtiene de la siguiente ecuación:

$$v_t = \frac{4Q}{\pi D_t^2} = \frac{4 \cdot 0,1331}{\pi \cdot 0,1^2} = 16,94 \text{ m/s}$$

(Ecuación 5.9)

Donde:

- D_t es el diámetro de la tubería.

5.7. Cálculo de la presión de entrada a la turbina

La presión con la que el agua entre a la turbina es determinante para la obtención de energía. Por tanto, se debe minimizar la pérdida de carga entre la bomba y la turbina.

Para calcular la presión a la entrada de la turbina a partir de la presión de salida de la bomba, se hace uso del Principio de Bernoulli, el cual define el comportamiento de un fluido que se mueve por una corriente. Para resolver el problema se considerará flujo estacionario, fluido incompresible e ideal. A lo largo de una línea de corriente entre dos puntos 1 y 2, la ecuación utilizada aplicando el principio de Bernoulli con pérdidas y ganancias de presión, es la siguiente:

$$\left(P_1 - \frac{\rho v_1^2}{2} - \rho g z_1 \right) - \left(P_2 - \frac{\rho v_2^2}{2} - \rho g z_2 \right) = \Delta P_{p\acute{e}rdidas} - \Delta P_{g\acute{a}nancias}$$

(Ecuación 5.10)

Donde:

- P_i es la presión del fluido en el punto i .
- $\rho = 1000 \text{ kg/m}^3$ es la densidad del agua desmineralizada.
- v_i es la velocidad del fluido en el punto i .

- g es la gravedad, con un valor de $9,8 \text{ m/s}^2$.
- z_i es la altura del punto i .
- $\Delta P_{\text{pérdidas}}$ son las pérdidas de presión primarias por fricción o rozamiento viscoso y las secundarias o locales. Las primeras son producidas por la viscosidad y la rugosidad de la tubería, mientras que las segundas se deben a la interposición de dispositivos en la red de tuberías o cambios de geometría en los conductos.

$$\Delta P_{\text{pérdidas}} = \frac{\rho v^2}{2} \left[\frac{L}{D_h} f \left(Re, \frac{\varepsilon}{D_h} \right) + \sum k_i \right]$$

Donde:

- v es la velocidad media que lleva el fluido en el tramo de estudio.
- L es la longitud del conducto.
- D_h es el diámetro hidráulico de la tubería.
- f es el coeficiente de fricción, el cual se calcula a partir del número de Reynolds Re , de la rugosidad del material de la tubería ε y del diámetro de la tubería.

$$Re = \frac{4 \cdot Q \cdot \rho}{\mu \cdot \pi \cdot D_h} = \frac{4 \cdot 0,1331 \cdot 1000}{0,001 \cdot \pi \cdot 0,1} = 1,6942 \cdot 10^6$$

(Ecuación 5.11)

El coeficiente de fricción se calcula a través de un proceso iterativo aplicando las fórmulas de Swamee-Jain y de Colebrook:

$$f_0 = \frac{0,25}{\left(\log \left(\frac{\varepsilon/D}{3,71} + \frac{5,74}{Re^{0,9}} \right) \right)^2}$$

(Ecuación 5.12)

$$\frac{1}{\sqrt{f_1}} = -2 \log \left(\frac{\varepsilon/D}{2,7} + \frac{2,5}{Re \sqrt{f_0}} \right)$$

(Ecuación 5.13)

La iteración se repite hasta que los valores de f converjan. El código MATLAB® desarrollado realiza estos cálculos hasta obtener un valor para el coeficiente de fricción de 0,0025.

- ε es la rugosidad del material. En nuestro caso tiene un valor de $5 \mu\text{m}$.
- k_i son los coeficientes de pérdidas debidos a cambios de geometría en los conductos o a elementos como codos, uniones válvulas... Para el problema que se plantea se tienen coeficientes para la entrada y para los codos, con unos valores de 0,5 y 0,9 respectivamente.

- $\Delta P_{ganancias}$ son las ganancias de presión debidas a bombas intermedias. En nuestro caso este término tiene valor nulo.

Tras definir las ecuaciones y los parámetros necesarios para obtener la presión de entrada a la turbina, se muestra la incógnita (presión a la entrada de la turbina) despejada de la ecuación 5.10:

$$P_{e,t} = P_b - \rho \cdot g \cdot prof - \rho \cdot \frac{v_t^2}{2} \left(\frac{L_{tub}}{D_{tub}} \cdot f + k_e + 3k_c \right) =$$

$$= 6,318 \cdot 10^6 - 1000 \cdot 9,8 \cdot 30 - 1000 \frac{16,94^2}{2} \left(\frac{330}{0,1} \cdot 0,0025 + 0,5 + 3 \cdot 0,9 \right) = 4,368 \text{ MPa}$$

(Ecuación 5.14)

5.8. Turbina Pelton

En este apartado se definen las ecuaciones utilizadas para obtener, a partir de la presión de entrada a la turbina, la potencia hidráulica y eléctrica que se generan en la central. Esta última será la que finalmente se utilice para determinar la potencia de la central y los ingresos que se puedan generar.

En primer lugar se calcula la velocidad con la que el agua a presión sale del inyector:

$$v_{iny} = \sqrt{\frac{2(P_{e,t} - P_0)}{\rho}} = \sqrt{\frac{2(4,368 \cdot 10^6 - 1,013 \cdot 10^5)}{1000}} = 92,38 \text{ m/s}$$

(Ecuación 5.15)

A continuación se calcula la altura hidráulica a la entrada del inyector. La altura hidráulica se refiere a la carga de presión del fluido y a su energía cinética.

$$H_s = \frac{v_{iny}^2}{2 \cdot g \cdot \eta_{iny}} = \frac{92,38^2}{2 \cdot 9,8 \cdot 0,98} = 443,81 \text{ m}$$

(Ecuación 5.16)

Donde:

- η_{iny} es el rendimiento del inyector, el cual se obtiene de la siguiente gráfica, sabiendo que el ángulo de apertura $\alpha=0,75$.

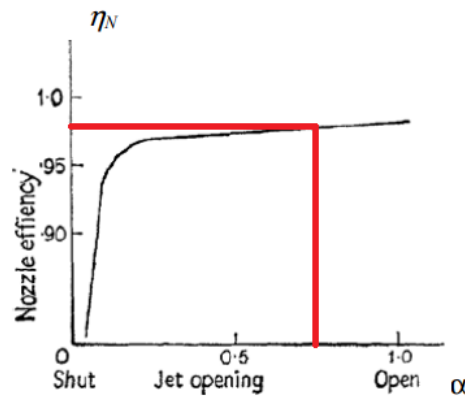


Figura 32: Rendimiento del inyector de la turbina en función de su apertura
[Instalaciones de energías renovables. UC3M]

Una vez que se tenga la altura hidráulica de la turbina, se puede obtener la potencia hidráulica a partir de la siguiente ecuación:

$$W_h = V_b \cdot H_s \cdot \rho \cdot g = 0,958 \cdot 443,81 \cdot 1000 \cdot 9,8 = 4,1713 \text{ MW}$$

(Ecuación 5.17)

A partir de la potencia hidráulica, teniendo en cuenta el rendimiento total de la central, se puede obtener la potencia eléctrica. A continuación se define el rendimiento total:

$$\eta_{total} = \eta_c \cdot \eta_t \cdot \eta_g = 0,9 \cdot 0,85 \cdot 0,9 = 0,6885$$

(Ecuación 5.18)

Donde [6]:

- η_c es el rendimiento de los conductos.
- η_t es el rendimiento de la turbina.
- η_g es el rendimiento del generador eléctrico.

Finalmente, el valor de la potencia eléctrica obtenido es el parámetro clave que define el tamaño de la central y por tanto, los beneficios que se pueden obtener de su funcionamiento.

$$W_e = W_h \cdot \eta_{total} = 4,1713 \cdot 0,6885 = 2,8719 \text{ MW}$$

(Ecuación 5.19)

Capítulo 6 – Análisis económico

En este capítulo se realizará un estudio para determinar la viabilidad económica de la central de energía undimotriz ubicada en Galicia. Este es uno de los puntos clave del proyecto, ya que en caso de resultar favorable el análisis, se podría considerar llevar a cabo la implantación de este tipo de centrales de generación de potencia en España, ya que el país cuenta con grandes recursos de oleaje en distintas zonas de su geografía.

Este tipo de instalaciones necesitan una importante inversión inicial para su arranque, por lo que serán necesarios varios años hasta rentabilizar la inversión. Además, al operar en un medio acuático, donde la accesibilidad para realizar labores de instalación y mantenimiento son más difíciles, se pueden reportar mayores costes.

6.1. Inversión inicial

En primer lugar se va a llevar a cabo una estimación de los costes iniciales necesarios para poner en funcionamiento la central diseñada. Para que la estimación sea lo más exacta posible, se han tomado precios a partir de fabricantes reales y de proyectos similares. Como cualquier proyecto que contemple la construcción de una central de generación de electricidad, la inversión inicial de capital es importante. Para hacer más sencillo este primer análisis, los costes se han dividido en tres grupos:

- En primer lugar se definen los costes de los equipos electromecánicos necesarios en la central. Estos elementos son el dispositivo captador, la red de tuberías, la turbina, el generador eléctrico y el equipo de conexión a la red y cableado necesarios.
- En segundo lugar se contemplan los costes de la obra civil necesaria. En nuestro caso, únicamente se necesitará una nave donde se ubique el equipo de turbinado y de generación y un lugar de oficinas para la gestión y el control de la planta.
- Finalmente, se detallan los costes de instalación y de mano de obra.

Equipos electromecánicos

Dispositivo Captador

Aunque la compañía creadora de la tecnología se ubica en Australia, no se contempla la fabricación en ese país y el posterior traslado hasta España debido al sobre coste y a la dificultad

que entraña el transporte por mar de un dispositivo de tal envergadura. Por tanto, el ensamble de las diferentes partes se llevará a cabo en la misma ubicación de instalación.

El precio del dispositivo puede estimarse teniendo en cuenta el coste del material en el que está fabricado (acero inoxidable AISI 316) y los costes del proceso de fabricación.

La boya tiene un radio de 5 metros y un espesor de 25 milímetros. A partir de estas dimensiones se puede determinar el volumen de material del que está formada: $7,81 \text{ m}^3$. Teniendo en cuenta que el acero empleado tiene una densidad de 7850 kg/m^3 [14] se determina una masa de acero de 61.308 kg.

Por tanto, teniendo en cuenta que el kilogramo de este acero tiene un precio de mercado de alrededor de 3,6 € [14], los costes del material del dispositivo captador ascienden a 220.000 €.

La fabricación del dispositivo se realiza mediante un proceso sencillo por el cual se suelda el conjunto de planchas metálicas que componen la esfera. Al ser un proceso no muy complejo, se ha estimado unos costes de fabricación del 50% del precio de la materia prima.

En total, los costes del dispositivo ascienden a 330.000 €.

Red de tuberías

El precio del sistema de tuberías se calcula en base al precio del metro con las medidas establecidas en el diseño. Para ello se ha hecho uso del catálogo de la compañía española de materiales industriales Calemur [15]. El precio del metro de tubería de acero inoxidable AISI 316 de 108 mm de diámetro y 2 mm de espesor es de 53 €. Por tanto, teniendo en cuenta que la central necesita una longitud de tuberías de unos 660 metros, los costes de estos elementos se fijan en unos 35.000 €.

Turbina

La zona norte de España es rica en empresas especializadas en el trabajo del metal, por lo que se ha decidido que la turbina sea fabricada por alguna empresa de la zona para así minimizar gastos en transporte.

Todos los elementos que componen la turbina Pelton (rodete, cucharones, carcasa, eje, inyectoros...) se fabrica en acero inoxidable, mediante procesos de fundición y de mecanizado. El conjunto del rodete y cucharones de la turbina se fabrica en un solo cuerpo, mientras que los inyectoros se componen de piezas mecanizadas de precisión.

Para la estimación del coste de la turbina se ha hecho uso de una herramienta diseñada por la Universidad de Lancaster [16]. Esta herramienta, tras analizar numerosos datos de diferentes

tipos de turbinas, relaciona el caudal y la altura hidráulica con el coste de la turbina (resultado en libras del año 2008). La relación establecida es la siguiente:

$$C_{Pelton} = 8300 \times (Q \times H)^{0,54}$$

(Ecuación 6.1)

Por tanto, introduciendo los valores específicos para la central diseñada:

$$C_{Pelton} = 8300 \times (0,1331 \times 850)^{0,54} = 107.000 \text{ £ (Año 2.008)}$$

Tras realizar el cambio de moneda con el valor de diciembre de 2.008 (1 EUR = 0,6771 GBP [Datosmacro.com]), el coste de la turbina Pelton asciende a día de hoy a 158.000 €.

Teniendo en cuenta otros componentes del sistema de turbinado, como el inyector, la carcasa o la estructura que da soporte al conjunto, se estima que hay que añadir al precio de la turbina la cantidad de 100.000 €.

Cuerpo de la turbina	158.000 €
Resto de componentes	100.000 €
Coste total de la turbina	258.000 €

Figura 33: Coste total de la turbina

Generador eléctrico

El generador, encargado de transformar la energía recibida de la turbina hidráulica en energía eléctrica, se adquiere de un proveedor externo y se estima que, para el tamaño y la potencia de la central, tenga un precio de 400.000 €.

Conexión a la red

La producción de electricidad tiene como objetivo verter lo generado al sistema de transporte y de distribución eléctrica. Para ello es necesario llevar a cabo la infraestructura necesaria, compuesta por la subestación elevadora encargada de subir la tensión de salida del generador hasta 220 kV para la línea de transporte aérea.

Los costes de conexión incluyen tanto los costes de la subestación como los costes de aparellaje eléctrico y demás elementos (estructura, aisladores, protecciones...). Estos costes ascienden a 500.000 €.

Finalmente, se resume en la siguiente tabla los costes del principal equipo electromecánico:

Dispositivo captador	330.000 €
Red de tuberías	35.000 €
Turbina	258.000 €
Generador eléctrico	400.000 €
Conexión a la red	500.000 €
Coste total equipos	1.523.000 €

Figura 34: Coste total de equipos

Obra civil

La parcela de terreno que acogerá la instalación se estima que tenga una superficie de una hectárea y forma rectangular de lados 120x90 metros. Según el diario *La Opinión de Coruña*, en 2.014 el precio de la hectárea de tierra rondaba los 16.000 €. Por tanto, se estima un precio para el año 2017 de 20.000 €. El coste que supondrá preparar el terreno, como puede ser la tala de árboles y el nivelado del suelo, se tiene en cuenta en el apartado de costes de mano de obra y maquinaria.

Esta parcela contará con una nave industrial con dos zonas diferenciadas en su interior. La zona de oficinas tendrá una superficie aproximada de 300 m², mientras la zona donde se ubique la turbina y equipo de generación unos 1.500 m².

El estudio de ingeniería y arquitectura *LA Ingenieros* facilita un presupuesto aproximado para una nave de 1800 m², con una altura de alero de 10 metros, con una estructura metálica de pórtico a dos aguas, cerramiento de hormigón, con aislante proyectado, con instalación eléctrica y con puente grúa de 5 toneladas de 450.000 €. El equipamiento de las oficinas y del resto de la instalación, incluyendo el mobiliario y los equipos informáticos y de control necesarios se estima en 50.000€.

El desglose de precios y el total de la obra civil es el siguiente:

Terreno	20.000 €
Nave	450.000 €
Equipamiento instalaciones	50.000 €
Coste total de obra civil	520.000 €

Figura 35: Coste total de la obra civil

Instalación y mano de obra

El orden que seguirá la puesta en marcha de la central es el siguiente:

1. Adecuación del terreno
2. Montaje de la nave e instalación eléctrica
3. Instalación de equipos en tierra y en mar

Para estas tres fases del proyecto se necesitará un tiempo y un número de trabajadores concreto. Como todo viene fabricado o prefabricado de proveedores externos, las tareas se centrarán en el montaje, por lo que se espera que sea rápido. Por tanto, se ha estimado una duración para las tres fases del proyecto de 3 meses, con un equipo de trabajo compuesto por 20 individuos. De esta manera el coste de mano de obra, teniendo en cuenta un salario medio de 2.000 € mensuales, asciende a unos 120.000 €.

Además se tiene en cuenta el alquiler de la maquinaria necesaria para realizar las tareas descritas anteriormente. En base a la envergadura del proyecto y a las labores que se deben llevar a cabo, este coste se estima en 3.000 € diarios, por lo que durante el periodo instalación se alcanzará una cifra de unos 180.000 €.

Mano de obra	120.000 €
Alquiler de maquinaria	180.000 €
Coste total de instalación	300.000 €

Figura 36: Coste total de instalación

Inversión inicial total

A los tres tipos de coste previamente descritos hay que añadir costes de dirección y licencia de obras y demás tramitaciones, las cuales se estiman en un 5% del presupuesto. Por tanto, la inversión inicial necesaria para poner la central de energía undimotriz en funcionamiento es la siguiente:

Costes de equipos electromecánicos	1.523.000 €
Costes de obra civil	520.000 €
Costes de instalación	300.000 €
Costes de licencias y trámites (5%)	117.000 €
Presupuesto total	2.460.000 €

Figura 37: Presupuesto total de la central



Figura 38: Gráfico del presupuesto total de la central

Analizando los resultados, se puede observar que más de la mitad del presupuesto (62%) se destina a la adquisición de los equipos de recolección, transformación y generación de electricidad. En segundo lugar se sitúan los costes de la obra civil, los cuales suponen una quinta parte del presupuesto (21%). A continuación están los costes derivados de llevar a cabo la instalación junto con la mano de obra (12%) y, finalmente, los anteriormente citados costes de licencias de obra y tramitaciones varias (5%).

6.2. Costes de operación y mantenimiento anual y vida de la central

Una vez construidas y puestas en marcha, las centrales de generación de tipo hidroeléctrica necesitan un mantenimiento reducido. Además, los costes de operación son bajos ya que, entre otras cosas, no necesita de suministro de combustible como el resto de plantas de generación no renovables.

Los costos de operación y mantenimiento (O&M) se estiman generalmente como un ratio del coste de la inversión. Un estudio conjunto del Consejo Europeo de Energías Renovables y de Greenpeace, asigna un 4 % anual para los costes de O&M para instalaciones hidroeléctricas a pequeña escala. Para nuestro caso, teniendo en cuenta que aunque gran parte de los equipos son similares a los de una central hidroeléctrica convencional, se trata de una tecnología nueva y poco desarrollada, se va a utilizar un porcentaje mayor del 6 %. Por tanto, estos costes ascienden a unos 140.000 €.

Se estima que el grupo de trabajo permanente en la central se componga de diez personas. Asumiendo un salario medio mensual de 2.000 €, los costes de nómina anual ascienden a 240.000 €.

Costes de O&M anuales	140.000 €
Costes de nóminas anuales	240.000 €
Coste anual de la central	380.000 €

Figura 39: Coste anual de la central

El ciclo de vida de la central viene determinado por la vida útil de las instalaciones (obra civil) y de los equipos electromecánicos. De estos dos, el equipamiento es el limitante, por lo que determinarán la vida útil de la central. Por consiguiente, *Krewitt et al. (2009)* utiliza 30 años, mientras que *IEA WEO 2008 (IES, 2008a)* y *Teske et al. (2010)* estima 40 años de vida útil para centrales hidroeléctricas. En nuestro caso, dado que la explotación de recursos undimotrices es relativamente joven, se va a optar por ser conservador y se va a otorgar una vida útil a la central de 25 años, aunque esto no quita la posibilidad de ampliar esta cifra en caso de que las pruebas pertinentes así lo permitan.

6.3. Ingresos por la venta de energía

Los ingresos de una central de energía se basan principalmente en la cantidad de energía que se es capaz de producir y de la disponibilidad de la central, es decir, del tiempo en el que la central opera de manera normal.

El factor de planta o factor de capacidad de una central eléctrica es el ratio entre la energía real generada durante un periodo y la energía generada si hubiera trabajado a plena carga durante ese mismo periodo. Ya que la totalidad de los cálculos de la central se han realizado en base a los datos de altura media de ola y de periodo medio, ambos a lo largo del año, el factor de capacidad definido no va a tener en cuenta momentos que la central no genere por falta de recursos marinos, sino únicamente se tienen en cuenta las paradas por mantenimientos o averías. De esta forma, se definirá un factor de planta muy elevado del 75%.

El precio medio final que el cliente pagó por la electricidad en el año 2016 se cifra, para los clientes domésticos, en 37,75 €/MWh [17]. Como dato, el precio que paga el cliente industrial es del orden del 50% menos. En nuestro caso, al disponer de una central de generación de poca potencia, se asume que la totalidad de la energía se destina a uso doméstico y se va a tomar como referencia de cálculo la tarifa previamente indicada.

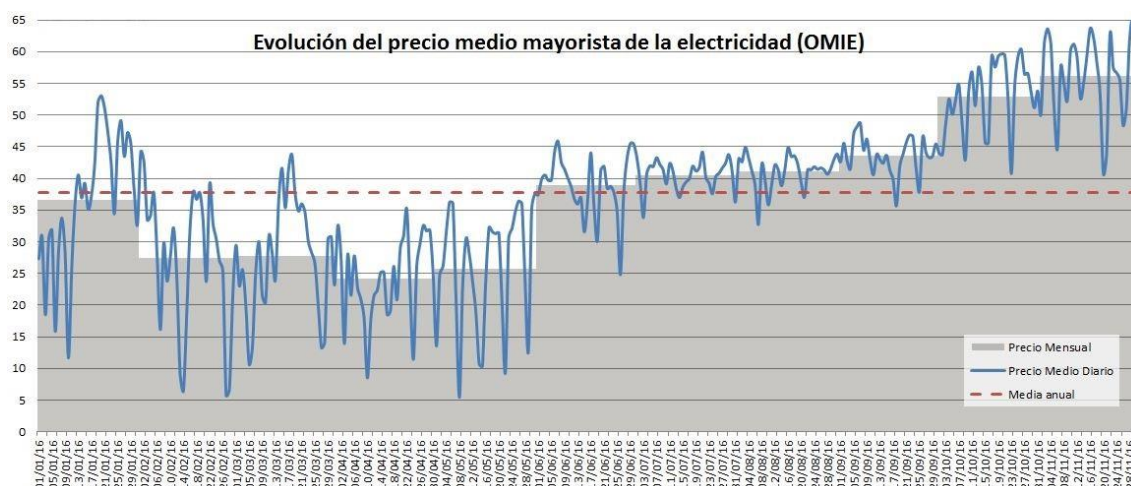


Figura 40: Evolución del precio de la electricidad en 2016 [Naturelek Consulting]

Por tanto, teniendo la cifra de venta de la electricidad, se procede al cálculo de los ingresos:

- La central genera una potencia eléctrica de 2,8719 MW.
- Por tanto en un año, teniendo en cuenta el factor de capacidad del 75%, se generan 67.926.178,8 MJ.
- Sabiendo que 1MWh es igual a 3.600 MJ, se obtiene una producción anual de la central de 18.868,4 MWh.
- En base al precio de venta de la electricidad (37,75 €/MWh), los ingresos brutos anuales por la venta de electricidad se cifran en 712.281 €.
- Aplicando el impuesto de sociedades (25%), el beneficio neto anual alcanzará los 534.210 €.

6.4. VAN, TIR y Payback

Para medir la rentabilidad del proyecto se van a utilizar tres criterios de medición: el VAN, el TIR y el plazo de recuperación (payback).

VAN (Valor Actual Neto)

El Valor Actual Neto es un criterio de valoración de inversiones que se define como la diferencia entre el valor actual y el coste de un proyecto. Haciendo uso de este criterio, se determina que un proyecto es atractivo cuando el valor presente de las ganancias es mayor que la inversión realizada. La fórmula que permite calcular el VAN es la siguiente:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} - I_0$$

(Ecuación 6.2)

Donde:

- FC_t es el flujo de caja neto en cada periodo.
- I_0 es la inversión inicial realizada.
- t es el número de periodos.
- i es la tasa de interés.

Para el proyecto llevado a cabo se ha estimado una vida útil de la central de 25 años, una inversión inicial de 2.460.000 €, un flujo de caja anual de 154.210 € (Ingresos anuales – Costes anuales) y una tasa de interés del 3%. Con estos valores, calculando el VAN, se obtiene un valor de 225.281 €, lo que significa que el proyecto es aceptable ya que la inversión producirá ganancias mayores a la rentabilidad.

TIR (Tasa Interna de Retorno)

La Tasa Interna de Retorno de una inversión es la media geométrica de los rendimientos futuros esperados de dicha inversión y que implica la oportunidad de reinvertir. Dicho de otra forma, es el interés que hace que el VAN sea cero. Utilizado como indicador de la rentabilidad de un proyecto, a mayor TIR, mayor rentabilidad.

Como el valor del VAN calculado ha sido mayor a cero, la TIR estará por encima de la tasa de interés, por lo que reafirma la rentabilidad del proyecto. La TIR se cifra en un 3,80 %.

Plazo de recuperación o Payback

Como su propio nombre indica, el plazo de recuperación es el tiempo requerido para recuperar la inversión inicial con los flujos de caja generados por el proyecto. Por tanto, un proyecto deberá ser aceptado si el plazo de recuperación es menor a la vida del proyecto.

Este criterio tiene algún inconveniente, ya que puede llevar a una mala decisión al aceptar un proyecto que, aunque con un payback aceptable, presente un VAN negativo. Además prioriza los proyectos de vida corta, ya que no tiene en cuenta los flujos de caja tras el periodo de payback. En nuestro caso, como el VAN es positivo, no se contemplará esta opción.

Para el cálculo del plazo de recuperación se tienen en cuenta todos los ingresos y costes del proyecto. Se ha realizado una representación gráfica del plazo de recuperación, donde las rectas representadas tienen las siguientes ecuaciones:

$$\text{Costes} = \text{inversión inicial} + \text{año} \times \text{costes O\&M anuales}$$

(Ecuación 6.3)

$$\text{Ingresos} = \text{año} \times \text{ingresos anuales}$$

(Ecuación 6.4)

El punto de corte de las dos rectas determina el momento en el tiempo en que se recupera la inversión inicial. Por tanto, las cifras manejadas arrojan un plazo de recuperación de la inversión de 17 años.

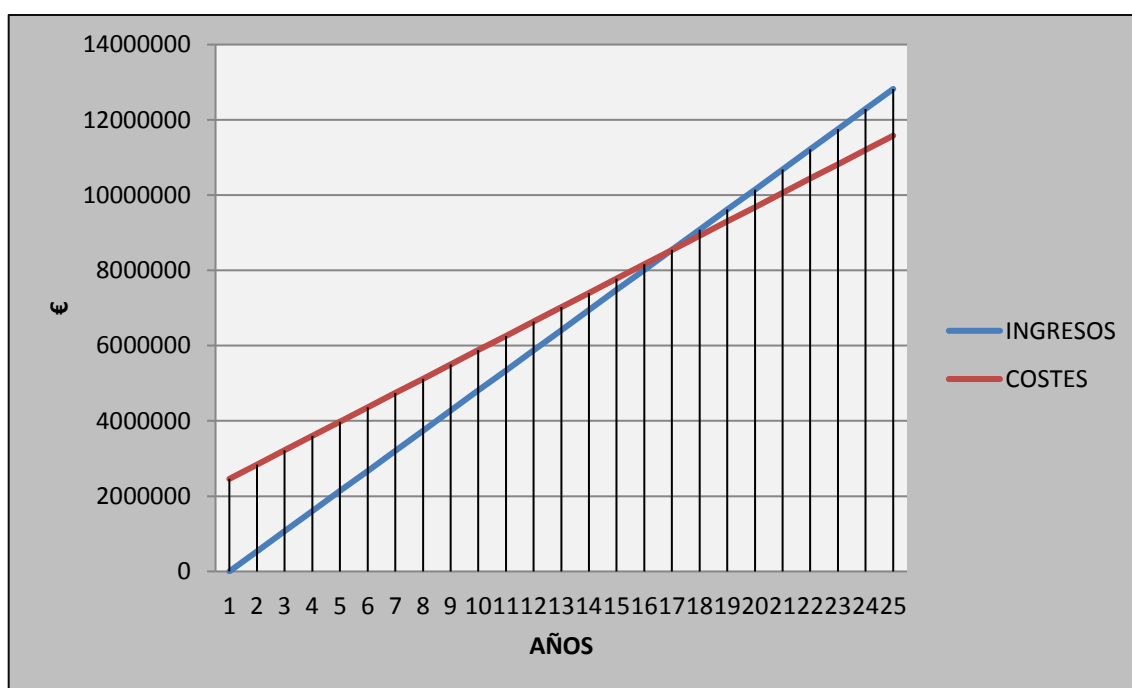


Figura 41: Representación gráfica del plazo de recuperación de inversión

Capítulo 7 – Desarrollos futuros, marco regulador y presupuesto de elaboración del TFG

7.1. Desarrollos futuros

Adicionalmente a lo realizado en el presente proyecto, se van a describir una serie de modificaciones o diferentes desarrollos para futuros proyectos o ampliaciones relacionados con la central de energía undimotriz diseñada.

1. Como ya se ha dicho anteriormente, este tipo de central es escalable. Esto quiere decir que siempre que se desee se van a poder realizar modificaciones para ampliar la potencia eléctrica producida. Esta ampliación se puede llevar a cabo aumentando el número de dispositivos captadores. Esto permitirá bombear mayores caudales de agua a mayor presión, lo que se traduce en una mayor presión a la entrada de la turbina y por tanto mayor generación eléctrica.
2. El proyecto real de la compañía Carnegie bombea agua de mar y la hace pasar por turbinas. Posteriormente, utiliza esta agua además de una parte de la energía producida para realizar un proceso de desalinización de osmosis inversa. Esta modificación puede llevarse a cabo en la central diseñada. Para ello, debería bloquearse el actual circuito cerrado de agua desmineralizada y modificarse el sistema de bombeo para que este abastezca de agua de mar al sistema de turbinado. Cabe destacar que entonces, la potencia eléctrica vertida a la red sería menor. Este proyecto puede contemplarse en lugares en los que se demande agua dulce.
3. Otra modificación podría ser incluir una bomba de agua capaz de bombear en los dos movimientos del émbolo dentro del cilindro de la bomba. De esta manera se podrían alcanzar mayores caudales de agua.

7.2. Marco regulador

En este apartado se detallará la propiedad intelectual del dispositivo captador de oleaje CETO, pertenecientes a la compañía australiana Carnegie Clean Energy Ltd.

Cálculo y diseño de una central de energía undimotriz

La cartera de Propiedad Intelectual (PI) del dispositivo CETO, perteneciente a Carnegie, consiste en nueve familias de patentes y más de 140 patentes y patentes en desarrollo con varias marcas comerciales.

Un informe elaborado por expertos en PI independientes a la compañía (Global IP Services), afirma que la inversión llevada a cabo para proteger la PI de CETO ha creado una barrera protectora frente a competidores, lo cual posiciona fuertemente a la compañía en el mercado para lograr la ventajosa comercialización de la tecnología.

Carnegie posee la Propiedad Intelectual y los Derechos de Desarrollo globales para la tecnología CETO y continuará el desarrollo hasta la etapa de madurez de la tecnología. Esta PI otorga una significativa ventaja competitiva, la cual le permite aprovechar los recursos de oleaje en todo el mundo.

7.3. Presupuesto de elaboración del TFG

En este apartado se va a elaborar una estimación de los costes de elaboración del presente proyecto. Los costes incluidos son el salario, el equipo utilizado y las licencias del software informático utilizado.

El salario de un ingeniero mecánico, según SIPA (Sindicato de Ingenieros y Profesionales), es de 12 €/hora. Teniendo en cuenta que el tiempo estimado para la elaboración del proyecto, según el número de créditos son 360 horas, el salario final del ingeniero asciende a 4.320 €.

En lo que respecta al equipo utilizado, únicamente se ha necesitado un ordenador. Se ha utilizado la depreciación lineal del producto para calcular el coste de amortización para la duración del proyecto. Este método simplemente divide el coste del ordenador por la vida útil, la cual se ha estimado en 4 años. Por tanto, asumiendo un coste del ordenador de 1.000 €, el coste de amortización se cifra en 10,27 €.

El paquete de Office y la herramienta informática MATLAB han sido los softwares utilizados. El coste del primero está incluido en el coste del ordenador, mientras que la licencia necesaria para MATLAB asciende a 90 €.

Finalmente, el presupuesto para la elaboración del presente proyecto; suma de los tres costes contemplados, asciende a 5.420,27 €.

Salario de ingeniero mecánico	4.320 €
Ordenador	1010,27 €
Licencias de Software	90 €
Presupuesto del TFG	5.420,27€

Figura 42: Presupuesto de elaboración del TFG

Capítulo 8 – Conclusiones

El presente proyecto busca promover la transformación de la energía de las olas en energía eléctrica, producida de manera sostenible y sin ningún tipo de emisiones contaminantes. El recurso undimotriz se encuentra en un momento de auge, ya que la investigación en fuentes alternativas de generación de energía es un punto clave en la lucha contra uno de los problemas mundiales más preocupantes; el cambio climático.

Se ha demostrado que España, concretamente las costas atlánticas, disponen de buenos recursos de oleaje suficientes para que una central de energía undimotriz genere electricidad para pequeños núcleos urbanos y sea rentable para las compañías eléctricas. En cambio en las costas mediterráneas, las cuales disponen de unos recursos bastante pobres, la puesta en marcha de centrales de este tipo no sería rentable ni en términos energéticos ni en términos económicos.

De forma general, se ha determinado que el proyecto de construcción de una central de energía undimotriz en las costas gallegas es económicamente rentable. La central diseñada, de 2,87 MW de potencia, sirve para suministrar energía a unos 2.000 hogares. La tecnología seleccionada, basada en CETO, es una de las más novedosas a nivel mundial y cuenta con una serie de ventajas con respecto a otras, como puede ser la escasa contaminación visual y acústica que produce. Además, un proyecto de esta envergadura reporta beneficios a la zona, ya que se demandan proveedores de equipos, maquinaria y mano de obra y se generan puestos de trabajo durante la fase de construcción y durante el periodo operativo. El principal problema de este tipo de centrales es la inversión que hay que llevar a cabo en comparación con las pequeñas potencias obtenidas, pero gracias a la investigación se puede llegar a mejorar rendimientos y a desarrollar equipos más atractivos para las eléctricas.

Se ha calculado que la inversión inicial se recupere en 17 años, además de resultar favorables el otros criterios de rentabilidad como el VAN o la TIR. Teniendo en cuenta que proyectos de este tipo tienen una vida relativamente larga (25 años en el caso de estudio), se puede definir como un proyecto muy atractivo.

Referencias

- [1] Red Eléctrica de España (2017). Disponible en: <http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/avance_informe_sistema_electrico_2016.pdf>
- [2] U.S. Energy Information Administration (2017). Disponible en: <https://www.eia.gov/>
- [3] Pontificia Universidad Católica de Chile (2012). Disponible en: <http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno12/costosernc/D._Mare.html>
- [4] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía <http://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/uso-electrico/energias-del-mar>
- [5] Libros sobre Ingeniería Energética. P. Fernández Díaz (2000-2017). Disponible en: <http://es.pfernandezdiez.es/libro/?id=5>
- [6] Apuntes de Instalaciones de energías renovables. Ingeniería Mecánica. Universidad Carlos III de Madrid. 2017.
- [7] Comunidad eduambiental. Disponible en: <http://comunidad.eduambiental.org/file.php/1/curso/contenidos/docpdf/capitulo22.pdf>
- [8] Tapered Channel wave Energy (2010). Disponible en: <http://taperedchannelwaveenergy.weebly.com/>
- [9] University of Strathclyde Engineering. Disponible en: <https://www.strath.ac.uk/esru/>
- [10] Sørensen, B. (2011). Renewable energy. London: Earthscan.
- [11] Carnegie Clean Energy Limited. <https://www.carnegiece.com/>
- [12] Slideshare (2014). Disponible en: <https://es.slideshare.net/wilianrodriguezmontalvo/turbina-pelton>
- [13] Instituto de Hidráulica Ambiental. IDAE (2011). “Evaluación del potencial de la energía de las olas”.

- [14] Base de precios de la construcción del Gobierno de Extremadura. Disponible en:
<http://basepreciosconstruccion.gobex.es/>
- [15] Calemur. Precios tubos inoxidables AISI 316 (2017). Disponible en:
<http://www.calemur.es/2009/productos/fontaneria/inoxpres/accesorios-y-tuberia-acero-inox/tubo-inox-316.42667.html>
- [16] Lancaster University. “Hydro resource evaluation tool” (2008). Disponible en:
http://www.engineering.lancs.ac.uk/lureg/nwhrm/engineering/turbine_costs.php
- [17] Francisco Valverde, (2016). Disponible en: <http://elperiodicodelaenergia.com/el-precio-de-la-electricidad-de-2016-el-mas-bajo-desde-2010/>
- [18] Fondear.org. (n.d.). Olas, Oleaje. Disponible en:
http://www.fondear.org/infonautic/Mar/El_Mar/Olas_Velocidad/Velocidad_Olas.htm
- Avery, W. H., & Wu, C. (1994). Renewable energy from the ocean: a guide to OTEC. New York, NY: Oxford Univ. Press.
- Clark, R. H. (2007). Elements of tidal-electric engineering. Piscataway: IEEE
- Johansson, T. (1993). Renewable energy: sources for fuels and electricity. London: Earthscan.
- Apuntes de Ingeniería fluidomecánica. Ingeniería Mecánica. Universidad Carlos III de Madrid. 2015.
- Apuntes de Instalaciones y máquinas hidráulicas. Ingeniería Mecánica. Universidad Carlos III de Madrid. 2015.
- Apuntes de Máquinas y centrales térmicas. Ingeniería Mecánica. Universidad Carlos III de Madrid. 2016.
- Apuntes de Fundamentos de gestión empresarial. Ingeniería Mecánica. Universidad Carlos III de Madrid. 2016.
- Da Rosa, A. V. Fundamentals of renewable energy processes. Elsevier. 2ª Edición. 2009.

- Martínez-Val, J. M. (Ed.) et al. La energía y sus claves. Fundación Iberdrola. 2004.
- Apuntes de Tecnología de materiales. Ingeniería Mecánica. Universidad Carlos III de Madrid. 2016.
- Empresa Actual. (n.d.). Escuela financiera: El valor actual neto (VAN o NPV). Disponible en: <http://www.empresaactual.com/escuela-financiera-el-valor-actual-neto-van-o-npv/>
- Apuntes de Ingeniería térmica. Ingeniería Mecánica. Universidad Carlos III de Madrid. 2015.

Anexo

Código MATLAB

```
clear all
close all
clc

%% CALCULOS DE LA CENTRAL DE ENERGÍA UNDIMOTRIZ
%Lectura de los datos de las costas españolas
datos_espana=xlsread('DATABASE_v3');

cantabrico=datos_espana(1,:);
galicia=datos_espana(2,:);
golfo_de_cadiz=datos_espana(3,:);
estrecho_de_gibraltar=datos_espana(4,:);
mar_de_alboran=datos_espana(5,:);
levante=datos_espana(6,:);
cataluna=datos_espana(7,:);
islas_baleares=datos_espana(8,:);
islas_canarias=datos_espana(9,:);

respuesta1='¿Donde desea colocar la central undimotriz? Elija entre \n
1:Cantábrico \n 2:Galicia \n 3:Golfo de Cádiz \n 4:Estrecho de
Gibraltar \n 5:Mar de Alborán \n 6:Levante \n 7:Cataluña \n 8:Islas
Baleares \n 9:Islas Canarias \n 10:Otra localización \n ';
x=input(respuesta1);
if x==1
    disp('Localización: Cantábrico')
elseif x==2
    disp('Localización: Galicia')
elseif x==3
    disp('Localización: Golfo de Cádiz')
elseif x==4
    disp('Localización: Estrecho de Gibraltar')
elseif x==5
    disp('Localización: Mar de Alborán')
elseif x==6
    disp('Localización: Levante')
elseif x==7
    disp('Localización: Cataluña')
elseif x==8
    disp('Localización: Islas Baleares')
elseif x==9
    disp('Localización: Islas Canarias')
elseif x==10
    disp('Localización: Otra localización')
    respuesta2='Inserte la altura media de las olas registradas en
metros';
    H=input(respuesta2);
```


Cálculo y diseño de una central de energía undimotriz

```

    respuesta3='Inserte el periodo medio de las olas registradas en
segundos';
    T=input(respuesta3);
else
    disp('Error. Inténtelo de nuevo')
    respuesta1='¿Donde desea colocar la central undimotriz? Elija
entre \n 1:Cantábrico \n 2:Galicia \n 3:Golfo de Cádiz \n 4:Estrecho
de Gibraltar \n 5:Mar de Alborán \n 6:Levante \n 7:Cataluña \n 8:Islas
Baleares \n 9:Islas Canarias \n 10:Otra localización \n ';
    x=input(respuesta1);
    if x==1
        disp('Localización: Cantábrico')
    elseif x==2
        disp('Localización: Galicia')
    elseif x==3
        disp('Localización: Golfo de Cádiz')
    elseif x==4
        disp('Localización: Estrecho de Gibraltar')
    elseif x==5
        disp('Localización: Mar de Alborán')
    elseif x==6
        disp('Localización: Levante')
    elseif x==7
        disp('Localización: Cataluña')
    elseif x==8
        disp('Localización: Islas Baleares')
    elseif x==9
        disp('Localización: Islas Canarias')
    elseif x==10
        disp('Localización: Otra localización')
    respuesta2='Inserte la altura media de las olas registradas en
metros';
    H=input(respuesta2);
    respuesta3='Inserte el periodo medio de las olas registradas
en segundos';
    T=input(respuesta3);
end

end

if x<10
    data=datos_espana(x,:);
    %datos de la ola
    H=data(1); %[m]
    T=data(3); %[s]
end

f=1/T; %frecuencia
prof=30; %[m]
omega=2*pi/f; %frecuencia angular
lambda=prof*20; %Aguas superficiales, condicion h<lambda/20 (Long.
onda)
k=2*pi/lambda; %numero de onda

%CONSTANTES
P0=101300; %[pa] (presión atmosférica)
rho0=1027; %[kg/m^3] (densidad agua mar)

```

Cálculo y diseño de una central de energía undimotriz

```

rho_desm=1000; % densidad agua desmineralizada
g=9.81; %[m/s^2] (gravedad)
mu=0.001; %[kg/ms] (viscosidad)
epsilon=0.005*10^-3; %[m] (rugosidad)

%Dimensiones de los pistones de las bombas
d_embolo=0.3; %[m]
d_vastago=0.08; %[m]
S1=pi/4*d_embolo^2-pi/4*d_vastago^2; %superficie embolo - vástago
S2=pi/4*d_embolo^2; %superficie embolo

%Definicion superficie estudiada, distancia a la costa
x=200; %[m]

%Calculo de la velocidad total de la ola
v=pi*H/T*exp(k*x);

%Parámetros tuberías que conectan bomba y turbina
Dtub=0.1; %diámetro de la tubería
Ke=0.5; %coeficiente pérdidas entrada (hacer research de estos valores)
Kc=0.9; %coef. pérdidas codo

%Datos boya
rhoacero=7850; %[kg/m^3] (densidad acero)
Rboya=5; %radio de la boya
espesor=0.025; %espesor boya
Rboya_int=Rboya-espesor; %radio interno boya
Volumen_total=4/3*pi*Rboya^3; %volumen de la boya
Volumen_boya=4/3*pi*(Rboya^3-Rboya_int^3); %volumen de acero
peso_boya=rhoacero*Volumen_boya*g; %peso boya

%Resistencia del agua (Drag)
Cd=0.2; %coeficiente de rozamiento
Drag=0.5*rho0*v.^2*pi*Rboya^2*Cd;

%MUELLE Y PALO
%el muelle puede que no se tenga en cuenta
lpalo=15; %longitud anclaje (distancia suelo a boya aprox)
linclinada=lpalo/cos(45); %longitud anclaje estirado(posicion + favorable)
carrera=linclinada-lpalo; %desplazamiento

%presiones
P1_max=Drag/S1;

```

Cálculo y diseño de una central de energía undimotriz

```
%Cálculo de la presión P2 (EN LA CÁMARA, con la que se impulsa el
fluido)
P2_max=P1_max*S1/S2;

%Volumen de agua que se bombea
V_bombeado=S2*carrera;
Q=V_bombeado/T; %[m^3/s]

%Velocidad del agua en la tubería.
%Aplicando continuidad, es igual en toda la tubería
vtub=Q/(pi*Dtub^2/4);

%Cálculo número de Reynolds
Re=4*Q*rho_desm/(mu*pi*Dtub);

for i=1:length(Re)
    cf0(i)=0.25/(log(epsilon/(3.71*Dtub)+5.74/Re(i).^0.9))^2;
    cf1(i)=(1/(-
2*log(epsilon/(2.7*Dtub)+2.5/(Re(i)*sqrt(cf0(i))))))^2;

    while abs(cf0(i)-cf1(i))>0.0001
        cf0(i)=cf1(i);
        cf1(i)=(1/(-
2*log(epsilon/(2.7*Dtub)+2.5/(Re(i)*sqrt(cf0(i))))))^2;
    end

end

%Cálculo de la presión al final de la tubería utilizando Bernoulli
%P3 es la presión al final de la tubería.
%%distancia de la nave a la costa igual a 100 metros
d_costa=100;
Ltub=x+prof+d_costa;
P3=P2_max+rho_desm*g*(-prof)-rho_desm*vtub^2/2*(Ltub/Dtub*cf1+Ke+3*Kc)

%%TURBINA PELTON

%Velocidad de salida del inyector
v_iny=sqrt(2*(P3-P0)/rho_desm);

%angulo apertura del inyector alfa y rendimiento inyector
alfa=0.75;
rend_iny=0.98;

%altura hidráulica correspondiente
Hs=v_iny.^2/(2*g*rend_iny);

%potencia hidráulica
potencia_hidr=V_bombeado*Hs*rho_desm*g

%Potencia eléctrica
rend_con=0.9;
rend_tur=0.85;
```

Cálculo y diseño de una central de energía undimotriz

```
rend_gen=0.9;  
rend_total=rend_con*rend_tur*rend_gen;  
potencia_ele=potencia_hidr*rend_total
```